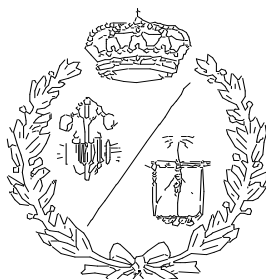


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Grado

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA PARA EL SUMINISTRO DE
AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) A LOS
VESTUARIOS DE UN CAMPO DE FÚTBOL**

**(DESIGN OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC INSTALLATION
FOR THE SUPPLY OF DOMESTIC HOT WATER (DHW) TO
THE SOCCER FIELD CHANGING ROOMS)**

Para acceder al Título de

GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: Pablo Martín Bustillo

Septiembre - 2019

RESUMEN

En el presente proyecto se plantea la posibilidad de utilizar energía solar fotovoltaica para cubrir la demanda energética exigida por el Código Técnico de la Edificación, para la cobertura del consumo de agua caliente sanitaria (ACS) en el campo de fútbol municipal de La Albericia. El objetivo de este trabajo ha sido dimensionar la instalación solar fotovoltaica. Para ello, se han llevado a cabo los cálculos de demanda y dimensionamiento de la instalación respetando los reglamentos correspondientes.

En primer lugar, se ha realizado el cálculo de la demanda y se han planteado tres posibilidades distintas de instalación para satisfacer dicha demanda mediante energía fotovoltaica. Una vez planteadas las tres posibilidades de instalación basadas en energía fotovoltaica, se han dimensionado y evaluado económicamente. Para el dimensionado han sido seleccionados los componentes más importantes de cada una de las tres instalaciones. Después de diseñar las distintas alternativas se ha seleccionado la más económica a través de la elaboración de un pequeño presupuesto, el cual ha permitido seleccionar la opción más viable, económica y técnicamente. Una vez elegida la alternativa definitiva se ha profundizado en los cálculos y se ha realizado un presupuesto completo de dicha alternativa, ascendiendo este hasta los treinta y un mil seiscientos sesenta y uno y cuarenta y nueve céntimos (31.661,49 euros).

ABSTRACT

This project proposes the possibility of carrying out a solar photovoltaic installation to reach the demand established by Spanish legislation for the consumption of domestic hot water (DHW) in the municipal football field of La Albericia. The principal objective of this project has been to create the design of the solar photovoltaic installation. To do this, the calculations of demand and also the calculations of sizing of the installation have been carried out respecting the corresponding regulations.

Firstly, the demand calculation has been carried out and three different methods have been proposed to satisfy it. Once the three methods have been presented, different design alternatives have been proposed for each of them. After this, the most important components of the installation in each case have been sized and selected. After designing the different alternatives, the most profitable for each of the methods has been selected and a comparative budget has been made to select the most viable option, economically and technically. Once the definitive alternative has been chosen, the calculations went in depth and a complete budget of that alternative has been made, reaching the quantity of thirty-one thousand, six hundred and sixty-one and forty-nine cents (31,661.49 €).

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1. MEMORIA

DOCUMENTO 2. ANEXOS

DOCUMENTO 3. PLANOS

DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 5. PRESUPUESTO

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Población, superficie y densidad de población de Santander en el año 2017.....	10
Tabla 2: Demanda de referencia a 60°C	14
Tabla 3: Demanda mensual de litros de ACS.....	15
Tabla 4: Demanda de ACS a 40°C.....	16
Tabla 5: Demanda diaria de ACS.....	20
Tabla 6: Irradiancia sobre plano horizontal y orientación sur.....	25
Tabla 7: Demanda de energía térmica	33
Tabla 8: Entalpía, presión y temperatura para los diferentes puntos del ciclo	36
Tabla 6: Irradiancia sobre plano horizontal y orientación sur.....	44
Tabla 9: Cálculo parte térmica panel híbrido	51
Tabla 10: Número mínimo de paneles híbridos para cubrir demanda	52
Tabla 11: Presupuesto con elementos más destacables.....	56
Tabla 12: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento	67
Tabla 13: Selección conductor para tramo Paneles en serie.....	69
Tabla 14: Selección conductor para tramo Cadenas paralelo - Regulador - Baterías.....	71
Tabla 15: Selección conductor para tramo Baterías- Regulador - Inverso.....	73
Tabla 16: Selección de conductor para tramo Inversor – Bomba aerotérmica.....	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema instalación basada en termo eléctrico.	8
Figura 2: Esquema instalación basada en aerotermia.....	9
Figura 3: Esquema instalación basada en paneles híbridos.....	9
Figura 4: Situación de nuestro campo de fútbol	10
Figura 5: Emplazamiento de nuestro campo de fútbol.....	11
Figura 6: Superficie disponible de nuestros vestuarios.....	12
Figura 7: Temperatura diaria media mensual de agua de red (°C)	17
Figura 8: Zona climática Santander.....	19
Figura 9: Contribución solar mínima anual para ACS en %.....	19
Figura 10: Recomendaciones sobre inclinación y orientación óptima de paneles	21
Figura 11: Irradiación global en La Albericia	21
Figura 12: Diagrama de bloques para instalación basada en termo eléctrico.....	22
Figura 13: Potencia de salida del inversor.....	30
Figura 14: Diagrama de bloques para instalación basada en bomba aerotérmica.....	31
Figura 15: Esquema general bomba de calor.....	34
Figura 16: Diagrama presión-entalpía de nuestro refrigerante (R410-A)	35
Figura 17: Potencia de salida del inversor SolaX X1-3.0T Boost.....	40
Figura 18: Diagrama de bloques para instalación basada en paneles híbridos	41
Figura 19: Valor del coeficiente K.....	47
Figura 20: Irradiación solar	48
Figura 21: Horas de sol.....	49
Figura 22: Especificaciones térmicas Panel Ecomesh	50
Figura 23: Separación mínima entre paneles.....	56
Figura 24: Caudal instantáneo mínimo de ACS.....	58
Figura 25: Caudal instantáneo mínimo para cada tipo de aparato.....	59
Figura 26: Diámetros estándar para tuberías termoplásticas	61
Figura 27: Diagrama de Moody.....	63
Figura 28: Diagrama general bomba hidráulica Wilo-Stratos PICO	64
Figura 29: Diagrama general bomba hidráulica Wilo-Stratos PICO	65
Figura 30: Corriente máxima admitida por el inversor	72
Figura 31: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno.....	77

DOCUMENTO 1. MEMORIA

1 OBJETO	1
2 ANTECEDENTES	1
2.1 ENERGÍA FOTOVOLTAICA	1
2.2 MÓDULO FOTOVOLTÁICO	2
2.3 TIPOS DE MÓDULOS	3
2.4 COMPONENTES DE LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS AUTÓNOMAS	5
2.5 PRODUCCIÓN DE AGUA CALIENTE SANITARIA A TRAVÉS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	7
2.5.1 Termo eléctrico	7
2.5.2 Bomba de calor aerotérmica	8
2.5.3 Paneles fotovoltaicos híbridos	9
3 LOCALIZACIÓN DE LOS VESTUARIOS	9
3.1 SITUACIÓN	9
3.2 EMPLAZAMIENTO	10
3.3 DESCRIPCIÓN DE LA EDIFICACIÓN	11
4 DIMENSIONADO DE INSTALACIONES	13
4.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO	13
4.2 DEMANDA DE AGUA CALIENTE SALITARIA (ACS)	13
4.3 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN PARA ACS BASADA EN TERMO ELÉCTRICO	22
4.3.1 Selección de panel fotovoltaico	23
4.3.2 Selección de termo eléctrico	23
4.3.3 Cálculo del número de paneles	23
4.3.4 Tipo de conexión de los paneles	26
4.3.5 Selección de las baterías	28
4.3.6 Selección del inversor	29

4.3.7 Selección del regulador de carga	30
4.4 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN PARA ACS BASADA EN BOMBA DE CALOR AEROTÉRMICA	31
4.4.1 Selección de panel fotovoltaico	32
4.4.2 Selección de bomba de calor	32
4.4.3 Cálculo del número de paneles	36
4.4.4 Tipo de conexión de los paneles	37
4.4.5 Selección de las baterías	38
4.4.6 Selección del inversor	39
4.4.7 Selección del regulador de carga	40
4.5 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN PARA ACS BASADA EN PANELES HÍBRIDOS	41
4.5.1 Selección de panel fotovoltaico	41
4.5.2 Selección del acumulador eléctrico	42
4.5.3 Cálculo del número de captadores	42
4.5.4 Tipo de conexión de los paneles	52
4.5.5 Selección de las baterías	54
4.5.6 Selección del inversor	54
4.5.7 Selección del regulador de carga	55
4.6 SELECCIÓN DE LA OPCIÓN MÁS ECONÓMICA PARA CUMPLIMIENTO DE CTE A TRAVÉS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	55
4.7 COLOCACIÓN DE LOS PANELES	56
4.8 PÉRDIDAS DE CARGA Y DIMENSIONADO DE TUBERÍAS	57
4.9 DIMENSIONADO DE BOMBAS	64
4.10 DIMENSIONADO DEL CABLE	65
5.10 SISTEMA DE PROTECCIONES.....	75
7 BIBLIOGRAFÍA	79

1 OBJETO

El objeto de este proyecto es dar cobertura a la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) de los vestuarios de un campo de fútbol situados en un campo de fútbol ubicado en La Albericia (Santander), cumpliendo con las exigencias fijadas por el Código Técnico de la Edificación (CTE).

Para ello se analizarán tres alternativas diferentes, todas ellas basadas en el uso de la energía solar fotovoltaica.

Las distintas alternativas que serán estudiadas son las siguientes:

- Bomba de calor aerotérmica alimentada por paneles fotovoltaicos
- Termo eléctrico alimentado por paneles fotovoltaicos
- Paneles fotovoltaicos híbridos

2 ANTECEDENTES

2.1 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica, a través del efecto fotovoltaico, es capaz de transformar directamente la energía solar en electricidad. Cuando la radiación solar incide sobre los paneles, los cuales están formados por células fotoeléctricas, se genera una diferencia de tensión que hace saltar a los electrones fuera de la capa de valencia de los átomos que constituyen las celdas, generando electricidad.

El componente básico de las células es el silicio. La principal propiedad del silicio es su semiconductividad y, a pesar de su elevado precio, es el material con mejor rendimiento para este proceso, alcanzando unos valores de alrededor del 20% [1].

Existen principalmente dos tipos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo:

- Instalación de autoconsumo aislada

Las instalaciones de autoconsumo aislado están compuestas por placas fotovoltaicas para el autoconsumo, y están únicamente conectadas con la red de consumo propia, sin tener acceso a la red eléctrica ni a la red de transporte o distribución. En este tipo de instalaciones el almacenamiento de energía se consigue mediante baterías, ya que de esta manera es posible asegurar el suministro eléctrico en cualquier momento del día.

Estas instalaciones de autoconsumo fotovoltaico aislado se encuentran principalmente en lugares donde no hay posibilidad de conectarse a la red eléctrica, ya sea por la dificultad de

hacer llegar las líneas hasta ese lugar, o por la lejanía de estas zonas respecto de los núcleos urbanos.

También encontramos ejemplos de estas instalaciones en aplicaciones de señalización terrestre como por ejemplo semáforos o señales de tráfico, así como en aplicaciones a nivel industrial como es el caso de las torres de telecomunicaciones [1].

- Instalación de autoconsumo conectada a la red

Este tipo de instalaciones están compuestas por paneles solares fotovoltaicos que también son utilizadas para el autoconsumo, pero a diferencia de las aisladas, estas se encuentran conectadas con la red eléctrica de transporte o distribución.

En estas instalaciones no es indispensable el uso de ningún método de almacenamiento de la energía, ya que al estar conectadas a la red siempre vamos a tener disponibilidad eléctrica, ya sea de autogeneración o proporcionada por el sistema. Si se desea, también existe la posibilidad de utilizar baterías para consumir una mayor cantidad de energía solar con respecto de la red eléctrica [1].

Generalmente los componentes que incluye un kit solar son: paneles solares, estructura de paneles solares, así como cables, cajas estancas y displays.

Las instalaciones de conexión aislada por norma general incluyen baterías, inversores, y por último, también es recomendable la instalación de un regulador de carga para optimizar la vida útil de las baterías.

Los kits con conexión a red también pueden incluir un generador que garantiza la autonomía energética en caso de caída temporal de la red eléctrica.

2.2 MÓDULO FOTOVOLTÁICO

El efecto fotovoltaico es el efecto fotoeléctrico que se caracteriza por generar una corriente eléctrica entre dos materiales distintos que se encuentran conectados y expuestos a la luz o a cualquier otro tipo de radiación electromagnética.

El principio del efecto fotovoltaico se basa en transformar la luz solar en energía eléctrica a través de células fotovoltaicas. Dichas células son dispositivos semiconductores fabricados a base de silicio puro al que se le añaden impurezas de ciertos elementos químicos. Estas células tienen la capacidad de producir electricidad en corriente continua, utilizando como materia prima la radiación del sol.

Las células se disponen con una conexión en serie sobre un panel fotovoltaico de manera que obtenemos la tensión deseada.

Una parte de la radiación que incide sobre los paneles se pierde por transmisión y por reflexión, mientras que la otra parte es la encargada de hacer saltar los electrones entre las diferentes capas generando una corriente que es mayor cuanto mayor es la radiación que incide sobre el panel.

El efecto fotovoltaico empieza en el momento en el que un fotón impacta con un electrón de la última órbita de un átomo de silicio (electrón de valencia), el cual adquiere la energía que tenía el fotón.

Si la energía que adquiere el electrón supera la fuerza de atracción del núcleo, dicho electrón sale de su órbita y queda liberado del átomo, pudiendo moverse a través del material. Una vez alcanzado este punto, se puede decir que el silicio se ha vuelto conductor y, para que esto ocurra, es necesario que la fuerza de impacto del fotón sea de un mínimo de 1,2 eV.

Cada uno de los electrones que queda libre deja atrás un espacio, que es ocupado por un electrón que ha sido liberado de otro átomo. A estos electrones que quedan libres y se mueven a través de los espacios liberados es lo que conocemos como cargas eléctricas.

Este movimiento de cargas eléctricas realizará el trabajo útil que queremos en el momento en el que alcance los contactos y, de esta manera, salir del material semiconductor. Esto será posible siempre que exista un campo eléctrico con una polaridad constante, que será el encargado de polarizar las partículas y proyectar los electrones en sentido contrario a los huecos.

En las células fotovoltaicas convencionales, la unión P-N es la que genera el campo eléctrico, de manera que una parte del material tiene un exceso de electrones, al contrario que la otra parte que tiene escasez de ellos. Esta diferencia permite a los electrones liberados viajar a través del material hasta los conductos, los cuales tienen una resistividad baja facilitando la circulación de dichos electrones [2].

Las características eléctricas principales de un módulo fotovoltaico se pueden resumir en las siguientes [3]:

- Potencia de pico: potencia suministrada por el módulo en condiciones estándar.
- Corriente nominal: corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.
- Tensión nominal: tensión de trabajo del módulo.

2.3 TIPOS DE MÓDULOS

En la actualidad, existen principalmente tres tipos de paneles fotovoltaicos para el uso doméstico: los paneles fotovoltaicos monocristalinos, los paneles solares policristalinos y las placas solares de capa fina.

Si atendemos a la composición de los paneles, nos encontramos el silicio como principal componente, ya que está presente en un 90% de los elementos empleados en la tecnología fotovoltaica.

La pureza del silicio es fundamental a la hora de diferenciar los diferentes tipos de paneles, ya que cuanto mayor sea, sus moléculas se encontrarán mejor alineadas y, como consecuencia, mejor será la conversión de energía solar en energía eléctrica.

Por lo tanto, la eficiencia de los paneles será directamente proporcional a la pureza del silicio que utilizamos a la hora de su fabricación, lo que también aumentará el precio de su producción [4].

En función de la composición de los paneles, podemos diferenciar cuatro tipos [4]:

- Paneles solares monocristalinos de celdas de silicio

En estos paneles, las celdas solares de silicio monocristalino (mono-Si), son fácilmente reconocibles debido a su uniformidad y particular color, lo que nos muestra que tienen una gran pureza de silicio.

La fabricación de estas celdas monocristalinas se realiza a partir de bloques de silicio, los cuales tienen una forma de cilindro.

Otra forma de reconocer fácilmente este tipo de celdas monocristalinas es observando los recortes que presentan en sus cuatro esquinas los bloques cilíndricos. Esto es debido a que de esta manera se les da forma de láminas, lo que reduce el precio de fabricación y además se mejora su rendimiento.

La principal diferencia entre las células policristalinas y las monocristalinas radica en la composición del silicio, ya que las células monocristalinas tienen un proceso de fabricación donde se usa un único tipo de cristal de silicio, de manera que su alineamiento tiene una gran uniformidad, mientras que en las células policristalinas esta uniformidad no es tan precisa, porque en su fabricación se emplean diferentes cristales de silicio unidos entre sí.

- Paneles fotovoltaicos policristalinos de silicio

En este tipo de paneles, el método de fabricación es completamente diferente al de los monocristalinos, ya que su fabricación se realiza vertiendo en un molde cuadrado el bruto de silicio, obteniendo unas láminas con forma cuadrada sin ningún tipo de recorte.

Los paneles policristalinos se lanzaron al mercado en los años ochenta, por lo que cuentan con un largo recorrido en la industria.

Una de las grandes ventajas de este tipo de paneles respecto a los monocristalinos es el precio, ya que su proceso de fabricación es bastante más barato, reduciendo el precio final

del mismo. Sin embargo, también presenta alguna gran desventaja, ya que estos paneles tienen una menor tolerancia al calor reduciendo considerablemente su rendimiento, y esto es debido principalmente a que su composición tiene una menor cantidad de silicio.

Por lo tanto, se deberá estudiar con detenimiento la instalación de estos paneles en zonas donde las temperaturas sean altas, así como zonas donde el espacio disponible para su instalación sea escaso, ya que a igualdad de superficie tendremos una menor generación debido a su rendimiento.

- Paneles solares fotovoltaicos de capa fina

Estos paneles se forman añadiendo varias capas de material fotovoltaico sobre una base. Estas capas pueden ser de una gran variedad de materiales: silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC).

- Paneles solares híbridos

Por último, nos encontramos con los paneles solares híbridos, que son una variante de los paneles solares fotovoltaicos convencionales.

Este tipo de paneles tienen una gran ventaja respecto al resto, y es que nos permiten obtener energía eléctrica y energía solar térmica en un mismo panel solar, de manera que podemos aumentar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos desde un 10-20% hasta alrededor de un 70%.

Esto es posible debido a que en los paneles fotovoltaicos el rendimiento se ve muy afectado por el recalentamiento que sufren sus células debido a la radiación incidente, de manera que añadiendo un intercambiador de calor a los paneles fotovoltaicos convencionales se puede aprovechar esa energía térmica que hasta ahora se desperdiciaba y además reducir la temperatura de las células mejorando también de esta manera su producción de electricidad.

A pesar de las grandes ventajas que nos ofrecen este tipo de paneles, se trata de una tecnología muy reciente y aún está en desarrollo por lo que se necesita un mayor estudio de las numerosas aplicaciones que permiten.

2.4 COMPONENTES DE LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS AUTÓNOMAS

Los principales componentes que constituyen los sistemas autónomos son los siguientes:

- Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico se forma a través de la correcta conexión de varios módulos fotovoltaicos, de manera que obtengamos la tensión y corriente necesarios para una aplicación determinada. El elemento básico de este componente es dichos módulos fotovoltaicos y acoplando varios de estos módulos obtenemos un panel [5].

- Regulador de carga

El regulador de carga es el encargado de controlar la cantidad de electricidad que circula entre la batería y los módulos fotovoltaicos. Existen dos tipos: el PWM (Pulse Width Modulation) y el MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Los reguladores de carga PWM son los más antiguos. Estos reguladores solo tienen un diodo en su interior, lo que implica que los paneles funcionen con una tensión igual a la de la batería cuando trabajan.

De esta manera, la potencia de trabajo de los paneles viene impuesta por la batería, provocando que los paneles no trabajen a su máxima potencia dependiendo del nivel de carga al que se encuentre la batería. Esto produce una reducción en la potencia de trabajo de los paneles de entre el 25% y el 30%.

Con este tipo de reguladores, la batería se va rellenando gradualmente por pulsos de tensión, hasta que la batería se llena por completo.

Los reguladores MPPT, tienen además un convertidor de tensión CC-CC y un seguidor del punto de máxima potencia. Gracias a este elemento, los paneles no se ven obligados a trabajar a la misma potencia que la batería, además este elemento permite adaptar la tensión a la que funcionan los paneles para obtener su máxima potencia.

La principal diferencia entre ambos reguladores radica en la posibilidad de obtener diferentes valores de tensión y corriente a la entrada y salida del regulador, lo que aumenta la producción en hasta un 30% respecto a los reguladores PWM.

Por lo tanto, hoy en día los reguladores MPPT son los más utilizados, ya que optimizan nuestra instalación aprovechando mejor la energía solar incidente y permitiéndonos un uso mucho más amplio de los paneles disponibles en el mercado atendiendo a sus tensiones [6].

- Inversor

Los paneles fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua, por lo que necesitamos transformarla en corriente alterna para su posible consumo. Los inversores solares fotovoltaicos son el componente encargado de hacer esta transformación de corriente continua en alterna. Sin este componente, sería necesario que todos los consumos se realizasen en corriente continua (12V, 24V o 48V).

Existen varios tipos de inversor en función de la forma de la onda de salida, siendo los inversores de onda senoidal pura los más recomendables, ya que su onda de salida se puede considerar idéntica a la de la red de potencia permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o, en su caso la conexión a red [7].

- Sistema de acumulación

Con el objetivo de reducir la potencia necesaria en producción y al mismo tiempo conseguir un funcionamiento más homogéneo se emplea un sistema de acumulación. Dicho sistema consiste en al menos un depósito utilizado para mantener el agua caliente hasta el momento de su demanda.

Los depósitos de acumulación de ACS pueden ser acumuladores o interacumuladores, dependiendo de si contienen el intercambiador de calor en su interior o no.

La característica más importante para su elección es el material con el que están fabricados.

Existen tres tipos [8]: Acero Inoxidable.

- Acero con tratamientos especiales, los más habituales con resinas epoxi.
- Acero con esmalte vitrificado, generalmente para pequeños volúmenes.

2.5 PRODUCCIÓN DE AGUA CALIENTE SANITARIA A TRAVÉS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.5.1 Termo eléctrico

Los termos eléctricos son dispositivos encargados de calentar el agua para su posterior almacenaje y consumo. Dependiendo del volumen de almacenamiento del termo eléctrico, se podrá suministrar agua caliente a más de un usuario al mismo tiempo.

Cuando el termo eléctrico se ha vaciado por completo debido a una gran demanda, este necesita un tiempo para volver a calentar el agua de su depósito. Este tiempo variará dependiendo de la potencia de nuestro equipo, de la temperatura del agua de red y de la temperatura a la que queremos almacenar el agua.

Una ventaja de este tipo de dispositivos es que nos permiten su instalación tanto en el interior como en el exterior.

Los elementos que componen los termos eléctricos, a pesar de que existen diferentes tipos, son principalmente los mismos: dos resistencias, un termostato encargado de regular la temperatura de la parte superior del tanque y el otro encargado de regular la temperatura de la parte inferior.

Existe una gran variedad de termos eléctricos, pero el funcionamiento de estos es semejante. Cuando se activa el termo eléctrico, una de las resistencias se encargará de calentar un tercio del agua del depósito hasta la temperatura establecida por el termostato. Tras esto, la otra resistencia se encargará de calentar otra tercera parte del depósito hasta la misma temperatura.

Una vez completado este proceso, el segundo termostato calentará el resto del depósito, aunque a una temperatura inferior. Cuando el agua sale del termo eléctrico, un tubo con conexión a la toma se encarga de suministrarle más calor, garantizando así un suministro constante [9].

Para aclarar la instalación, se ha realizado el siguiente esquema con los elementos principales:



Figura 1: Esquema instalación basada en termo eléctrico (Fuente: [Elaboración propia]).

2.5.2 Bomba de calor aerotérmica

La aerotermia está basada en la extracción de la energía térmica del aire a través de una bomba de calor de gran eficiencia, de manera que esa energía que extraemos del exterior será cedida a otro lugar.

Los componentes necesarios para que esto sea posible son un intercambiador de calor exterior, un intercambiador de calor interior, un compresor y una válvula de expansión.

Normalmente, en los aires acondicionados convencionales, este sistema se utiliza para enfriar o calentar el aire del lugar donde se instala. Sin embargo, en los sistemas de aerotermia, este intercambio se produce entre el aire exterior y el agua de nuestro circuito, cediendo el calor extraído del exterior directamente al circuito de agua [10].

Para aclarar la instalación, se ha realizado el siguiente esquema con los elementos principales:

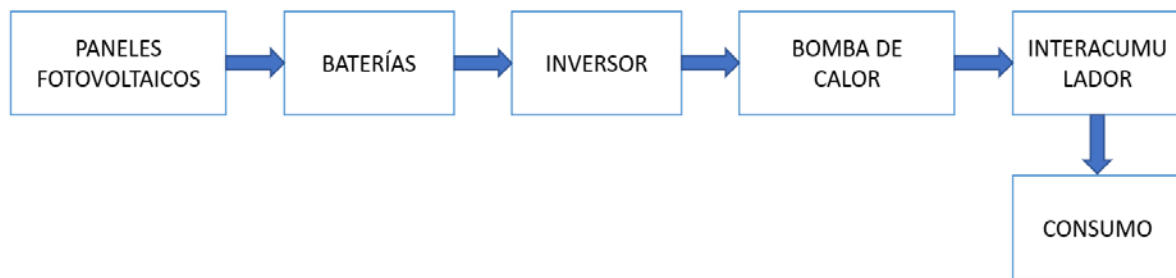


Figura 2: Esquema instalación basada en aerotermia (Fuente: [Elaboración propia]).

2.5.3 Paneles fotovoltaicos híbridos

Los paneles solares híbridos son una combinación de las tecnologías solar térmica y fotovoltaica en un mismo módulo. A diferencia de los paneles fotovoltaicos y térmicos convencionales cuya instalación se realiza por separado. Con este tipo de módulos, se tiene la capacidad de generar electricidad y calor simultáneamente.

En el caso que se va a analizar, los paneles irán conectados tanto térmica como eléctricamente con un interacumulador eléctrico, de manera que con el calor producido por los paneles se precaliente el agua y con la electricidad generada se aumente la temperatura hasta la temperatura de demanda a través de una resistencia eléctrica en el interior del interacumulador.

Para aclarar la instalación, se ha realizado el siguiente esquema con los elementos principales:



Figura 3: Esquema instalación basada en paneles híbridos (Fuente: [Elaboración propia]).

3 LOCALIZACIÓN DE LOS VESTUARIOS

3.1 SITUACIÓN

Nuestro sistema de obtención de agua caliente sanitaria (ACS) será instalado en un campo de fútbol situado en el barrio de La Albericia, perteneciente a la ciudad de Santander (Cantabria, España).

El barrio de La Albericia se encuentra a una altura de 12 metros sobre el nivel del mar. La ciudad (Santander), cuenta con una superficie de 34,76 km² y un total de 171.951 habitantes en el año 2017 [11].

COD INE	Municipio	Población (habitantes)	Superficie (km ²)	Densidad de población (habitantes/km ²)
39074	Santa María de Cayón	9.095	47,64	190,9
39075	Santander	171.951	34,76	4.946,85
39076	Santillana del Mar	4.154	28,5	145,73
39077	Santiurde de Reinosa	254	30,98	8,2

Tabla 1: Población, superficie y densidad de población de Santander en el año 2017 (Fuente: [11]).



Figura 4: Situación de nuestro campo de fútbol (Fuente: [12]).

3.2 EMPLAZAMIENTO

Los vestuarios en los que basamos nuestro estudio dan servicio a un único campo de fútbol. Este campo se encuentra rodeado por la Jefatura Superior de Policía de Cantabria, el IES La Albericia, la autovía S-20 y el Complejo Municipal de Deportes.

En cuanto al lugar donde instalaremos los paneles, no se ve afectado por ningún tipo de sombras, ya que la única edificación próxima es una vivienda unifamiliar situada en la parte opuesta al lugar que aprovecharemos para nuestra instalación.



Figura 5: Emplazamiento de nuestro campo de fútbol (Fuente: 12)].

3.3 DESCRIPCIÓN DE LA EDIFICACIÓN

Los vestuarios a los que se desea dar cobertura de su demanda de ACS se encuentran en un edificio con una superficie total de 315,47 m² habitables. El edificio posee un tejado plano que se utilizará para la instalación de los paneles fotovoltaicos. La distribución de dicho tejado es la siguiente:

- **Primer tramo:** 38,2 m de largo y 4,6 m de ancho.
- **Segundo tramo:** 21,5 m de largo y 6,5 m de ancho.

El edificio sobre el que se instalarán los paneles cuenta con los siguientes habitáculos (plano 9):

- Cafetería
- Almacén (donde irán situados los componentes de almacenamiento de nuestra instalación)
- Secretaría
- Vestuario para árbitros (cuenta con dos duchas)
- Dos vestuarios para jugadores (comparten un total de siete duchas)

El almacén donde irán situados todos los elementos de almacenamiento se encuentra en el primer tramo, por lo que la ubicación de los paneles será preferentemente en dicha zona, de manera que la distancia desde los paneles hasta la producción de ACS sea la menor posible.



Figura 6: Superficie disponible de nuestros vestuarios (Fuente: [12]).

4 DIMENSIONADO DE INSTALACIONES

4.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

En primer lugar, para el dimensionado de la instalación, independientemente de la alternativa basada en solar fotovoltaica que se emplee para la obtención de ACS, se deberán calcular los siguientes datos:

- Demanda de agua caliente sanitaria: Se calculará la demanda de ACS teniendo en cuenta la temperatura de consumo, en este caso será de 40°C.
- Cálculo de la temperatura del agua de red: Teniendo en cuenta la temperatura del agua de red de la capital de provincia y la diferencia de alturas entre nuestra localidad y dicha capital, se calculará la temperatura del agua de red en nuestro emplazamiento.
- Contribución solar mínima: La contribución solar mínima anual viene impuesta por el CTE. Para ello se analiza la zona climática en la que se encuentra nuestro emplazamiento calculando así el porcentaje de contribución mínima.
- Demanda de energía térmica: Una vez calculados todos los datos previamente mencionados, ya se puede calcular el valor mínimo de energía térmica que se deberá generar mediante la energía renovable seleccionada, en este caso energía solar fotovoltaica.
- Horas solar pico: Por último, se calcularán las horas solar pico de nuestro emplazamiento, que establecen la cantidad de horas en la que nuestros paneles están recibiendo 1000W/m², haciendo posible calcular el número de paneles que será necesario en cada tipo de instalación.

Una vez se han calculado todos los parámetros comunes a las tres alternativas planteadas, se explicarán con detalle los procedimientos de cálculo en sus respectivos apartados.

4.2 DEMANDA DE AGUA CALIENTE SALITARIA (ACS)

Según lo establecido por el Código Técnico de la Edificación (CTE) en su documento de Ahorro de Energía se establece una contribución mínima de energía solar térmica en función de la zona climática y de la demanda de ACS. Esta exigencia es de aplicación en edificios de nueva construcción o bien en edificios existentes en los que se reforme íntegramente el edificio en sí o la instalación térmica, o en los que se produzca un cambio de uso característico del mismo, y que además en ellos exista una demanda de agua caliente sanitaria (ACS) superior a 50 l/d.

En este trabajo se presentan tres posibilidades diferentes para la cobertura de la demanda térmica de ACS, como ya se ha indicado, todas ellas basadas en energía fotovoltaica. Para

llevar a cabo el dimensionamiento de las instalaciones en primer lugar es necesario hacer una estimación de la demanda térmica total de ACS. Para ello es necesario tener en cuenta que se debe cubrir el suministro de agua caliente para las duchas de los diferentes vestuarios, que cuentan con un total de 16 duchas, las cuales son utilizadas a lo largo de todo el año, utilizándose por una media de 6 equipos diarios, lo que supone un total de 72 personas al día de lunes a domingo. Nuestros cálculos serán llevados a cabo considerando que se desea obtener agua a la temperatura de referencia de 40°C.

Atendiendo al documento de Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación (CTE), obtenemos la demanda orientativa en litros para nuestros vestuarios, obteniendo una media de 21 litros por persona.

Criterio de demanda	Litros/día-persona
Hospitales y clínicas	55
Ambulatorio y centro de salud	41
Hotel *****	69
Hotel ****	55
Hotel ***	41
Hotel/hostal **	34
Campina	21
Hostal/pensión *	28
Residencia	41
Centro penitenciario	28
Alberque	24
Vestuarios/Duchas colectivas	21
Escuela sin ducha	4
Escuela con ducha	21
Cuarteles	28
Fábricas y talleres	21
Oficinas	2
Gimnasios	21
Restaurantes	8
Cafeterías	1

Tabla 2: Demanda de referencia a 60°C (Fuente: [13]).

En primer lugar, obtendremos los valores de demanda de ACS a una temperatura de referencia de 60°C como establece el CTE.

Teniendo en cuenta el número de litros consumidos por cada persona, obtenemos un total de 1512 litros diarios a la temperatura de referencia establecida en el CTE.

CALCULO LITROS ACS			
Mes	Litros/dia	Días	Litros/mes
Enero	1512	31	46872
Febrero	1512	28	42336
Marzo	1512	31	46872
Abril	1512	30	45360
Mayo	1512	31	46872
Junio	1512	30	45360
Julio	1512	31	46872
Agosto	1512	31	46872
Septiembre	1512	30	45360
Octubre	1512	31	46872
Noviembre	1512	30	45360
Diciembre	1512	31	46872
			351969,5 l/año

Tabla 3: Demanda mensual de litros de ACS (Fuente: Elaboración propia).

Una vez obtenidos los litros consumidos, procedemos a calcular los litros necesarios para nuestro valor de temperatura que establecemos en 40°C, con el objetivo de reducir las pérdidas térmicas hacia el exterior.

Para ello utilizaremos la siguiente fórmula recogida en el CTE:

$D_{(T)} = D_{(60)} \cdot \frac{60 - T_i}{T - T_i}$	(ec. 1)
---	---------

Donde:

Di (T)= Demanda de ACS para el mes “i” a 40°C (l/día).

Di (60°C) = Demanda de ACS para el mes “i” a la temperatura de referencia de 60°C (l/día).

Ti= Temperatura media del agua de red en el mes “i” (°C).

T= Temperatura del agua deseada, en este caso 40°C (°C).

CÁLCULO DEMANDA ACS 40°C			
Mes	Tº Agua red (°C)	Demanda a 60°C (l)	Demanda a 40°C (l)
Enero	9,92	46872	78037,72
Febrero	9,92	42336	70485,68
Marzo	10,92	46872	79109,48
Abril	10,96	45360	76600,10
Mayo	12,96	46872	81541,15
Junio	14,96	45360	81590,61
Julio	15,96	46872	85867,66
Agosto	15,96	46872	85867,66
Septiembre	15,96	45360	83097,73
Octubre	13,92	46872	82817,89
Noviembre	11,92	45360	77668,61
Diciembre	9,92	46872	78037,72

Tabla 4: Demanda de ACS a 40°C (Fuente: Elaboración propia).

Para ello hemos calculado previamente la temperatura media del agua de red para cada mes.

La siguiente tabla contiene la temperatura diaria media mensual (°C) del agua fría de red para las capitales de provincia, para su uso en el cálculo del consumo de ACS. En nuestro caso nos encontramos en la capital, pero calcularemos la temperatura de red de nuestra localización con más exactitud teniendo en cuenta la altura a la que nos encontramos a través de la siguiente fórmula:

$T_{AFY} = T_{AFCP} - B \cdot A_Z$	(ec. 2)
------------------------------------	---------

Donde:

T_{AFCP} : Es la temperatura media mensual de agua fría de la capital de provincia, obtenida de la figura 7 (°C).

B: Es un coeficiente de valor 0,0066 para los meses de octubre a marzo y 0,0033 para los meses de abril a septiembre.

A_Z : Es la diferencia entre la altitud de la localidad y la de su capital de provincia ($A_Z = \text{Altitudlocalidad} - \text{Altitudcapital}$).

Capital de provincia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Ju l	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
A Coruña	10	10	11	12	13	14	16	16	15	14	12	11
Albacete	7	8	9	11	14	17	19	19	17	13	9	7
Alicante/Alacant	11	12	13	14	16	18	20	20	19	16	13	12
Almería	12	12	13	14	16	18	20	21	19	17	14	12
Ávila	6	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
Badajoz	9	10	11	13	15	18	20	20	18	15	12	9
Barcelona	9	10	11	12	14	17	19	19	17	15	12	10
Bilbao/Bilbo	9	10	10	11	13	15	17	17	16	14	11	10
Burgos	5	6	7	9	11	13	16	16	14	11	7	6
Cáceres	9	10	11	12	14	18	21	20	19	15	11	9
Cádiz	12	12	13	14	16	18	19	20	19	17	14	12
Castellón/Castelló	10	11	12	13	15	18	19	20	18	16	12	11
Ceuta	11	11	12	13	14	16	18	18	17	15	13	12
Ciudad Real	7	8	10	11	14	17	20	20	17	13	10	7
Córdoba	10	11	12	14	16	19	21	21	19	16	12	10
Cuenca	6	7	8	10	13	16	18	18	16	12	9	7
Girona	8	9	10	11	14	16	19	18	17	14	10	9
Granada	8	9	10	12	14	17	20	19	17	14	11	8
Guadalajara	7	8	9	11	14	17	19	19	16	13	9	7
Huelva	12	12	13	14	16	18	20	20	19	17	14	12
Huesca	7	8	10	11	14	16	19	18	17	13	9	7
Jaén	9	10	11	13	16	19	21	21	19	15	12	9
Las Palmas de Gran Canaria	15	15	16	16	17	18	19	19	19	18	17	16
León	6	6	8	9	12	14	16	16	15	11	8	6
Lleida	7	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	7
Logroño	7	8	10	11	13	16	18	18	16	13	10	8
Lugo	7	8	9	10	11	13	15	15	14	12	9	8
Madrid	8	8	10	12	14	17	20	19	17	13	10	8
Málaga	12	12	13	14	16	18	20	20	19	16	14	12
Melilla	12	13	13	14	16	18	20	20	19	17	14	13
Murcia	11	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
Ourense	8	10	11	12	14	16	18	18	17	13	11	9
Oviedo	9	9	10	10	12	14	15	16	15	13	10	9
Palencia	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	9	6
Palma de Mallorca	11	11	12	13	15	18	20	20	19	17	14	12
Pamplona/Iruña	7	8	9	10	12	15	17	17	16	13	9	7
Pontevedra	10	11	11	13	14	16	17	17	16	14	12	10
Salamanca	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	8	6
San Sebastián	9	9	10	11	12	14	16	16	15	14	11	9
Santa Cruz de Tenerife	15	15	16	16	17	18	20	20	20	18	17	16
Santander	10	10	11	11	13	15	16	16	16	14	12	10
Segovia	6	7	8	10	12	15	18	18	15	12	8	6
Sevilla	11	11	13	14	16	19	21	21	20	16	13	11
Soria	5	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
Tarragona	10	11	12	14	16	18	20	20	19	16	12	11
Teruel	6	7	8	10	12	15	18	17	15	12	8	6
Toledo	8	9	11	12	15	18	21	20	18	14	11	8
Valencia	10	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
Valladolid	6	8	9	10	12	15	18	18	16	12	9	7
Vitoria-Gasteiz	7	7	8	10	12	14	16	16	14	12	8	7
Zamora	6	8	9	10	13	16	18	18	16	12	9	7
Zaragoza	8	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	8

Figura 7: Temperatura diaria media mensual de agua de red (°C) (Fuente: [13])

En este caso el incremento de altura es de 12 metros, por lo que se obtienen los siguientes valores de temperatura del agua de red mensuales:

	CALCULO TEMPERATURA RED (°C)	
	Santander	La Albericia
Enero	10	9,92
Febrero	10	9,92
Marzo	11	10,92
Abril	11	10,96
Mayo	13	12,96
Junio	15	14,96
Julio	16	15,96
Agosto	16	15,96
Septiembre	16	15,96
Octubre	14	13,92
Noviembre	12	11,92
Diciembre	10	9,92

Tabla 5. Temperatura del agua de red corregida (Fuente: Elaboración propia).

Para aclarar el cálculo, se realizará un ejemplo con el mes de enero:

$T_{AFY} = 10 - 0,0066 \cdot 12 = \mathbf{9,92^{\circ}\text{C}}$	(ec. 3)
--	---------

La contribución solar mínima anual exigida por el CTE para la producción de ACS depende de la zona climática en la que se encuentre la actividad que demanda ACS. Para conocer a qué zona climática pertenece Santander, es necesario tener datos de irradiación de la zona de estudio. Estos datos pueden obtenerse de distintas fuentes como el DB-HE, aemet...

En nuestro caso, Santander se encuentra en la zona climática I, como podemos ver en el documento de apoyo al documento básico DB-HE [14].

Provincia	Municipio	Código INE	Zona Climática
CANTABRIA	Ruiloba	39068	I
	San Felices de Buelna	39069	I
	San Miguel de Aguayo	39070	I
	San Pedro del Romeral	39071	I
	San Roque de Riomiera	39072	I
	Santa Cruz de Bezana	39073	I
	Santa María de Cayón	39074	I
	Santander	39075	II
	Santillana del Mar	39076	I
	Santiurde de Reinosa	39077	I
	Santiurde de Toranzo	39078	I
	Santoña	39079	I
	San Vicente de la Barquera	39080	I
	Saro	39081	I
	Selaya	39082	I
	Soba	39083	I
	Solórzano	39084	I
	Suances	39085	I
	Tojos (Los)	39086	I
	Torrelavega	39087	I

Figura 8: Zona climática Santander (Fuente: [14]).

Por lo tanto, la contribución solar mínima para ACS será del 30%:

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
> 10.000	30	50	60	70	70

Figura 9: Contribución solar mínima anual para ACS en % (Fuente: [15]).

Una vez obtenidos todos estos datos, procedemos a calcular la demanda de energía térmica a través de la siguiente fórmula:

$D_{ACS} = D(T) \times \rho \times C_p \times (T_{USO} - T_{AF})$	(ec. 4)
---	---------

Donde:

D_{ACS} = Demanda de energía térmica para ACS (kWh/día).

$D(T)$ = Consumo de ACS en cada mes (litros/día).

ρ = Densidad del agua (1kg/litro).

C_p = Calor específico del agua (0,00116 kWh/kg°C).

T_{USO} = Temperatura de uso (°C).

T_{AF} = Temperatura agua de red (°C).

Obteniendo los siguientes valores para cada día, dependiendo del mes:

DEMANDA DE ENERGIA TERMICA						
	D(T) (l/mes)	ρ (kg/l)	C_p (kWh/kg°C)	Temp. uso (°C)	Temp. red (°C)	D_{ACS} (kWh/mes)
Enero	78037,72	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	9,92	2722,88
Febrero	70485,68	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	9,92	2459,38
Marzo	79109,48	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	10,92	2668,51
Abril	76600,10	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	10,96	2580,35
Mayo	81541,15	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	12,96	2557,61
Junio	81590,61	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	14,96	2369,88
Julio	85867,66	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	15,96	2394,50
Agosto	85867,66	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	15,96	2394,50
Septiembre	83097,73	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	15,96	2317,26
Octubre	82817,89	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	13,92	2505,40
Noviembre	77668,61	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	11,92	2529,81
Diciembre	78037,72	1	$1,16 * 10^{-3}$	40	9,92	2722,88
DEMANDA TÉRMICA TOTAL ANUAL DEL ACS					30222,96	kWh/año
APORTACIÓN MÍNIMA EXIGIDA POR EL CTE					30	%
ENERGÍA TÉRMICA ANUAL DEL ACS					9066,89	kWh
ENERGÍA TÉRMICA DIARIA DEL ACS					<u>24,84</u>	kWh

Tabla 5: Demanda diaria de ACS (Fuente: Elaboración propia).

Una vez tenemos el mínimo a generar diariamente procedemos a calcular el número de horas solar pico de nuestra localización.

Para calcular la irradiancia de nuestra localización, que establece la cantidad de horas en la que nuestros paneles están recibiendo 1000W/m², se utilizará la plataforma on-line PVGIS [16] a través de la cual obtenemos los valores para cada mes mostrados en la figura 5.

La elección de la orientación e inclinación de nuestros paneles se ha realizado atendiendo al Documento Básico de Ahorra de Energía del CTE, donde se considera como orientación óptima el sur y como inclinación óptima la latitud del lugar menos 10° (figura 10).

- 3 En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: las *pérdidas por orientación e inclinación*, las *pérdidas por sombras* y las *pérdidas totales* deberán ser inferiores a los límites estipulados en la tabla anterior, respecto a los valores de energía obtenidos considerando la orientación e inclinación óptimas y sin sombra alguna. **Para este cálculo se considerará como orientación óptima el sur y como inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°.**

Figura 10: Recomendaciones sobre inclinación y orientación óptima de paneles (Fuente: [17]).

La latitud de Santander es de 43,47 por lo que nuestros paneles irán situados con orientación sur y con una inclinación de 33,47°.

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 43°27'44" North, 3°50'58" West, Elevation: 21 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 37 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	H_{opt}	$H(90)$	DNI	I_{opt}	T_{24h}	N_{DD}
Jan	1540	2600	2600	2120	64	9.9	225
Feb	2380	3560	3210	2900	56	9.5	213
Mar	3890	4980	3800	4050	45	11.8	173
Apr	4730	5170	3130	4290	29	13.7	131
May	5330	5220	2610	4280	16	14.9	43
Jun	5760	5390	2410	4740	10	17.3	4
Jul	5790	5520	2540	5140	14	19.1	0
Aug	5110	5350	2970	4620	24	19.4	1
Sep	4360	5360	3780	4740	40	19.0	20
Oct	2930	4160	3550	3400	53	17.3	79
Nov	1690	2710	2610	2180	61	13.7	195
Dec	1420	2590	2710	2220	67	11.2	217
Year	3750	4390	2990	3730	37	14.7	1301

Figura 11: Irradiación global en La Albericia (Fuente: [16]).

Donde:

Hh: Suma diaria promedio de irradiación global por metro cuadrado que reciben los módulos del sistema (kWh/m²).

Una vez hemos calculado todos estos valores, podemos dimensionar nuestra instalación en base a la tecnología que queremos utilizar. En nuestro caso, analizaremos la viabilidad de la instalación basada en termo eléctrico, de la instalación basada en una bomba de calor aerotérmica y en la colocación de termo acumulador que recibirá aportes de energía eléctrica y térmica procedente de los paneles fotovoltaicos híbridos.

4.3 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN PARA ACS BASADA EN TERMO ELÉCTRICO

Para el dimensionamiento de la instalación basada en termo eléctrico seguiremos el procedimiento indicado en el siguiente diagrama de bloques:

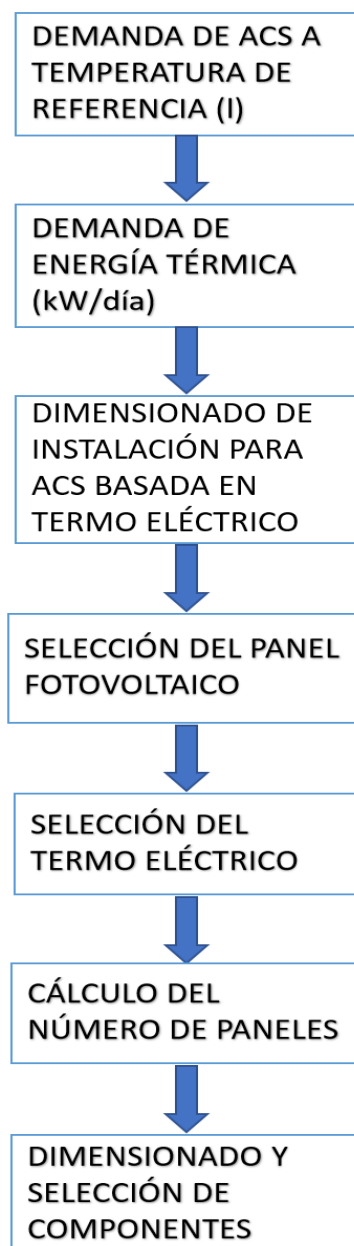


Figura 12: Diagrama de bloques para instalación basada en termo eléctrico (Fuente: [Elaboración propia]).

4.3.1 Selección de panel fotovoltaico

En este caso utilizaremos el modelo **Panel solar 340w 72 cel Amerisolar** con una potencia nominal de 340W.

Este modelo de panel fotovoltaico tiene una gran potencia de salida, lo que es ideal para la gran demanda eléctrica de nuestra instalación. Además de esto, su eficiencia es bastante buena (17,5%) en comparación con otros modelos del mercado, como es el caso del modelo *Panel solar 200W 24V Policristalino ERA* con una eficiencia del 15,1%.

La temperatura de operación de estos paneles va desde los -40°C hasta los +85°C, cumpliendo con el rango de temperaturas de nuestro emplazamiento sin ningún problema.

Por último, los paneles tienen una garantía de producto y una garantía de potencia de salida lineal de 12 años.

Las dimensiones de cada módulo son de 1956 x 992 x 50mm, y su peso es de 23 kg, por lo que pueden ser instalados en nuestra localización fácilmente.

4.3.2 Selección de termo eléctrico

En relación con los valores de demanda, elegimos el termo eléctrico **Thermor GZT 500**, con una potencia de 5kW y cuyo depósito tiene una capacidad de 500 litros, pudiendo calentar el agua hasta un máximo de 85°C a través de un termostato regulable, de manera que evitamos la legionelosis, como viene especificado en el Boletín Oficial del Estado [18].

Teniendo en cuenta nuestra demanda de agua, necesitamos instalar tres termos eléctricos de este modelo, obteniendo un total de 1500 litros a una temperatura mínima de 60°C.

Una vez tengamos el agua almacenada a esa temperatura, se procederá a la mezcla con agua de red para suministrarlo a nuestra temperatura de consumo 40°C, de manera que el volumen de agua mixta consumida a 40°C aumenta hasta 2280 litros.

4.3.3 Cálculo del número de paneles

Al tratarse de un termo eléctrico podemos aproximar que 1 kWh térmico requiere aproximadamente 1 kWh eléctrico que es la energía que proporcionarán los captadores fotovoltaicos.

Para calcular el número necesario de paneles del que dispondrá nuestra instalación, comenzaremos utilizando la ecuación de la potencia pico del generador (ec.5), a través de la cual despejaremos la potencia pico del generador para, posteriormente, introducirla en la ecuación del número de paneles fotovoltaicos (ec.6):

$$P_{mp}(kWp) = \frac{E_D \left(\frac{kWh}{dia} \right) \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} \quad (ec. 5)$$

- P_{mp} : Potencia pico del generador (kW).
- G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar de medida = 1000 (W/m²).
- PR: Rendimiento de la instalación fotovoltaica (el Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) para instalaciones fotovoltaicas, establece que para sistemas con regulador y acumulador el valor de PR = 0,60).
- E_D : Demanda de energía (kWh/día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Irradiancia diaria media para una orientación e inclinación de los paneles dada (kWh/m² día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0)_{\text{mes más desfavorable}} \left(\frac{Wh}{m^2 \cdot dia} \right) \cdot K \cdot FI$
- α : Orientación de los paneles con respecto al sur (°).
- β : Inclinación de los paneles (°).
- $G_{dm}(0)$: Irradiancia sobre plano horizontal y orientación sur, dato extraído de PVGIS (Wh/(m²·dia)).
- FI: Factor de irradiancia.

Según el PCT [19]:

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right]$$

$$n^{\circ} \text{ total módulos FV} = \frac{P_{mp}(kWp)}{P_{\text{del módulo FV a emplear}}} \quad (ec. 6)$$

Para este trabajo el cálculo de la potencia del generador fotovoltaico se realizaría de la siguiente forma:

$$P_{mp}(kWp) = \frac{E_D \left(\frac{kWh}{dia} \right) \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0)_{\text{mes más desfavorable}} \left(\frac{Wh}{m^2 \cdot dia} \right) \cdot K \cdot FI = 3,75 \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \right) \cdot 1,15 \cdot 1 = 4,31$$

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 43°27'44" North, 3°50'58" West, Elevation: 21 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 37 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	H_{opt}	$H(90)$	DNI	I_{opt}	T_{24h}	N_{DD}
Jan	1540	2600	2600	2120	64	9.9	225
Feb	2380	3560	3210	2900	56	9.5	213
Mar	3890	4980	3800	4050	45	11.8	173
Apr	4730	5170	3130	4290	29	13.7	131
May	5330	5220	2610	4280	16	14.9	43
Jun	5760	5390	2410	4740	10	17.3	4
Jul	5790	5520	2540	5140	14	19.1	0
Aug	5110	5350	2970	4620	24	19.4	1
Sep	4360	5360	3780	4740	40	19.0	20
Oct	2930	4160	3550	3400	53	17.3	79
Nov	1690	2710	2610	2180	61	13.7	195
Dec	1420	2590	2710	2220	67	11.2	217
Year	3750	4390	2990	3730	37	14.7	1301

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

$H(90)$: Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m²/day)

DNI : Direct normal irradiation (Wh/m²/day)

I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)

N_{DD} : Number of heating degree-days (-)

Tabla 6: Irradiancia sobre plano horizontal y orientación sur (Fuente: [16]).

En este caso como se trata de que anualmente cubramos el 30% de la demanda cogeremos como dato de G_{dm} el valor medio anual, en lugar del mes más desfavorable.

En nuestra instalación, los paneles tendrán como ya se indicó en el apartado 4.2 una inclinación de 33,47° siendo esta la inclinación óptima, por lo tanto:

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (33 - 33)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2 \right] = 1$$

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Figura 1. Valor de K para cálculo del FI (Fuente: [19]).

$$P_{mp}(kWp) = \frac{E_D \left(\frac{kWh}{dia} \right) \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} = \frac{24,84 \left(\frac{kWh}{dia} \right) \cdot 1}{4,31 \cdot 0,6} = 9,61$$

$$n^{\circ} \text{ total módulos } FV = \frac{P_{mp}(kWp)}{P_{del \text{ módulo } FV \text{ a emplear}}} = \frac{9,61(kWp)}{0,34} = 28,26 \approx \mathbf{29 \text{ paneles}}$$

En caso de emplear la tecnología fotovoltaica a través de termo eléctrico, serían necesarios un mínimo de 29 paneles del modelo seleccionado para cubrir la demanda exigida por el CTE.

4.3.4 Tipo de conexión de los paneles

En el caso de la instalación basada en termo eléctrico, finalmente se van a instalar 30 paneles para de esta forma hacer más sencilla la agrupación de los mismos. Dicha agrupación puede hacerse en serie, paralelo o combinación de ambas.

Para saber los valores de corriente y tensión que tendrá la totalidad de los paneles hay que tener en cuenta lo siguiente, dependiendo del tipo de conexión de los mismos (serie o paralelo):

- Si se conectan los paneles en serie, los valores de tensión de cada uno de ellos se suman mientras que los valores de corriente permanecen constantes.
- Si se conectan los paneles en paralelo, los valores de tensión permanecen constantes, mientras que los valores de corriente se suman.

El número de paneles a colocar es suficientemente elevado como para plantear diferentes alternativas, para lo cual es necesario tener en cuenta los siguientes valores de cada módulo que han sido extraídos de la ficha del panel fotovoltaico (Anexo 1):

Potencia máxima: 340 W.

Tensión máxima: 37,8 V.

Corriente máxima: 9,42 A.

Alternativa 1: La primera alternativa consistiría en agrupar los 30 paneles en seis cadenas de 5 módulos conectados en serie, cuyas cadenas irán conectadas en paralelo en grupos de dos (Plano 1). En esta alternativa, se tienen tres diferentes cadenas, que alimentarían a cada uno de los tres termos eléctricos. Considerando esta agrupación se obtendrían los siguientes valores de tensión e intensidad para los conductores:

Por lo tanto, se obtienen los siguientes valores para cada cadena de módulos:

- Tensión = 5 paneles en serie * 37,8 V = 189 V
- Corriente = 9,42 A = 9,42 A
- Potencia = N° de paneles en serie * V * I = 1.780,38 W

Para cada grupo de dos cadenas conectadas en paralelo, se tendrían los siguientes valores:

- Tensión = **189 V**
- Corriente = 2 cadenas en paralelo * 9,42 A = **18,84 A**
- Potencia = N° de cadenas en paralelo * V * I = **3.560,76 W**

Alternativa 2: La segunda alternativa consistiría en tres cadenas con 10 módulos conectados en serie en cada una (Plano 2). En esta alternativa también obtenemos tres cadenas, siguiendo el mismo procedimiento de conexión que en la alternativa 1. En esta agrupación se obtendrían como valores de tensión e intensidad para cada cadena de módulos:

- Tensión = 10 paneles en serie * 37,8 V = **378 V**
- Corriente = 9,42 A = **9,42 A**
- Potencia = N° de paneles en serie * V * I = **3.560,76 W**

Alternativa 3: La tercera alternativa consistiría en dos cadenas con 15 módulos conectados en serie en cada una (Plano 3). En esta alternativa, cada una de las dos cadenas alimentaría un termo eléctrico mientras que la tercera sería alimentada únicamente por la red. En esta agrupación se obtendrían como valores de tensión e intensidad:

- Tensión = 15 paneles en serie * 37,8 V = **567 V**
- Corriente = 9,42 A = **9,42 A**
- Potencia = N° de paneles en serie * V * I = **5.341,14 W**

Una vez calculados los valores de tensión, intensidad y potencia de las diferentes alternativas, el dimensionamiento basado en termo eléctrico se llevará a cabo con la Alternativa 1, siendo esta la que mantiene unos valores de tensión e intensidad que más favorecen la selección e instalación del resto de los componentes como son los inversores o el regulador de carga.

4.3.5 Selección de las baterías

La demanda eléctrica diaria de los termos eléctricos es de 24.840 Wh/día. Teniendo en cuenta este valor, se pueden dimensionar los valores de nuestras baterías.

El cálculo lo realizaremos de la siguiente manera:

- La capacidad de las baterías deberá ser de un mínimo del consumo de dos días.
- La descarga de la batería no debe superar el 80%, ya que esto reduciría la vida útil de la misma.
- Se ha aplicado un factor de seguridad del 10% como se hace en alguna de las referencias consultadas [17]

De esta manera, tenemos lo siguiente:

$$P_{TOTAL} = (Demanda\ el\acute{e}ct.*\ d\acute{a}as\ autonom\acute{a}) * Prof.\ de\ descarga * Factor\ seguridad \quad (ec.7)$$

Donde:

- P_{TOTAL} : Potencia total a cubrir por las baterías (Wh).
- Demanda eléctrica: Demanda de electricidad diaria (Wh).
- Días autonomía: Días de consumo de electricidad sin aporte solar fotovoltaico.
- Prof. de descarga: Porcentaje de descarga de las baterías.
- Factor de seguridad: Sobredimensionado de seguridad.

$$P_{TOTAL} = (24.840 * 2) * 1,2 * 1,1 = \mathbf{65.577,6\ Wh}$$

Una vez calculada la potencia total de las baterías, se procede a calcular la capacidad en función de la tensión a partir de la siguiente ecuación:

$$Capacidad\ bater\acute{a} = \frac{Potencia\ total}{Tensi\acute{o}n\ bater\acute{a}} \quad (ec.8)$$

Donde:

- Capacidad batería: Capacidad de almacenaje eléctrico de las baterías $\left(\frac{A}{h}\right)$.
- Potencia total: Potencia total a cubrir por las baterías (W/h).
- Tensión batería: Tensión de salida de las baterías (V).
- Capacidad para batería de 48V: $\frac{65.577,6\ W/h}{48V} = 1.366\ A/h$
- Capacidad para batería de 24V: $\frac{65.577,6\ W/h}{24V} = 2.732,4\ A/h$

Los valores que mejor se ajustan a nuestros valores de demanda son las baterías de 48V, ya que las baterías de 24V tienen unos valores de corriente altos que incrementan el precio de las mismas.

Las baterías seleccionadas son el modelo **Batería estacionaria BAE 1450Ah 48V**, con una capacidad de hasta 1.450 Amperios/hora y una tensión de 48V.

Se trata de una batería estacionaria recomendada para instalaciones fotovoltaicas con consumos elevados y con una gran capacidad de descarga total.

4.3.6 Selección del inversor

Una vez seleccionada la batería, podemos elegir el inversor que más se adecúa a nuestra instalación, teniendo en cuenta que irá conectado también a la red eléctrica.

Para la selección de un inversor se debe tener en cuenta la potencia de entrada de los termos eléctricos. Dado que la potencia de cada uno de los termos eléctricos es de 5000W (Anexo 1), se requerirán 3 inversores cada uno de los cuales deberá tener al menos una potencia de salida de 5000W.

De esta manera, conseguimos que en caso de avería de alguno de los tres inversores, el sistema siga generando ACS hasta la reparación del inversor averiado.

En este caso usaremos el modelo inversor cargador **Inversor Solar 5000VA 48V Victron Phoenix** con una potencia de salida de 5000 Voltiamperios diseñado para trabajar con baterías de 48 V como hemos calculado anteriormente y que nos permite trabajar conectados a la red.

Este modelo se ha seleccionado teniendo en cuenta la potencia de salida del inversor, así como la tensión de entrada del mismo y la potencia de las cadenas de paneles, siendo todos los valores coincidentes tanto con los valores de suministro del termo eléctrico como la tensión de salida de las baterías. La potencia del termo eléctrico que alimentará es de 5000W por lo que encaja perfectamente en nuestra instalación, como podemos ver en la ficha técnica del inversor:

Inversor Phoenix	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	
Rango de tensión de entrada (V DC)	
Salida	
Potencia cont. de salida 25°C (VA) (2)	5000

Figura 13: Potencia de salida del inversor (Fuente: [20])

Además, se trata de un inversor de onda senoidal pura ideal para instalaciones solares, ya que son capaces de reproducir una onda uniforme entre los diferentes pulsos idénticos a la de la red eléctrica.

4.3.7 Selección del regulador de carga

En este proyecto se utilizará un regulador del tipo MPPT, indicado para trabajar con paneles de 60 o más células. Además, este tipo de regulador es capaz de sacar el máximo rendimiento a la potencia de los paneles.

Para seleccionar el regulador de carga, nos aseguraremos de que la tensión de salida de los paneles se ajuste con los valores de entrada del regulador, así como la corriente.

En cuanto a la tensión de salida, también nos aseguraremos de que coincida con los valores de tensión de las baterías (48V).

Como se ha calculado previamente, los valores de tensión corriente y potencia de la alternativa 1 son los siguientes:

Tensión = 189 V

Corriente = 18,84 A

Teniendo en cuenta todos estos datos, el modelo seleccionado es el **Regulador MPPT 250V 60A Victron Smart Solar**.

Este regulador tiene una tensión de entrada de hasta 250 V y una corriente máxima de 60 A, además es capaz de trabajar con baterías de 12, 24 y 48 V.

Para llevar a cabo este sistema basado en termo eléctrico, la instalación contará con un regulador para cada una de las ramas en las que se han organizado los paneles, alimentando cada una de ellas eléctricamente a cada uno de los tres termos eléctricos, de manera que se

posibilita el uso de dichos reguladores, ya que si no se divide en ramas, los valores de tensión e intensidad serían demasiado elevados para el uso de estos dispositivos.

4.4 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN PARA ACS BASADA EN BOMBA DE CALOR AEROTÉRMICA

Para el dimensionamiento de la instalación basada en bomba aerotérmica seguiremos el procedimiento indicado en el siguiente diagrama de bloques:

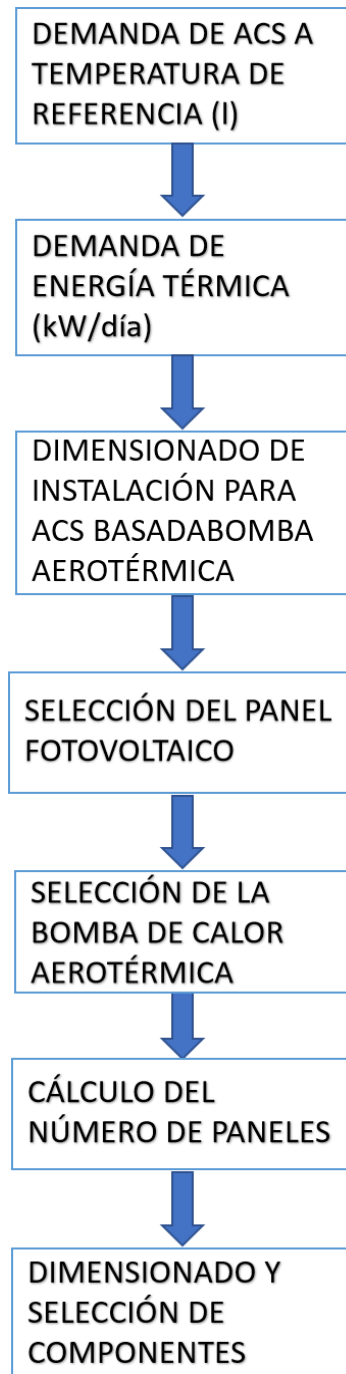


Figura 14: Diagrama de bloques para instalación basada en bomba aerotérmica (Fuente: [Elaboración propia]).

4.4.1 Selección de panel fotovoltaico

En este caso utilizaremos el modelo **Panel solar 340w 72 cel Amerisolar** con una potencia nominal de 340W.

El criterio de selección de estos paneles ha sido el mismo que en el caso de la instalación basada en termo eléctrico.

4.4.2 Selección de bomba de calor

Para saber la potencia de nuestra bomba de calor (Figura 15), debemos convertir los valores de energía anuales calculados previamente en valores de potencia. Para ello se ha considerado que la demanda de calor debe ser aportada teniendo en cuenta un número de horas de calentamiento del agua. En este caso se ha establecido una media anual de 12 horas de funcionamiento de la bomba de calor aerotérmica.

Para calcular la potencia que necesita la bomba para cumplir con los valores de demanda hemos utilizado la siguiente fórmula:

$P_{Bomba} = D(T) \times \rho \times C_p \times (T_{USO} - T_{AF})$	(ec. 9)
---	---------

Donde:

$D(T)$ = Consumo de ACS en cada mes (litros/día).

ρ = Densidad del agua (1kg/litro).

C_p = Calor específico del agua ($9,68 \times 10^{-5}$ (kJ/día)/(12h*3600s/h)).

T_{USO} = Temperatura de uso (40°C).

T_{AF} = Temperatura agua de red (°C).

Para aclarar el procedimiento de cálculo, realizaremos un ejemplo con el mes de enero:

$P_{Bomba}(Enero) = 2517,35 \times 1 \times 9,68 \times 10^{-5} \times (40 - 9,92)$	(ec. 10)
---	----------

$$P_{Bomba}(Enero) = 7,33 \text{ kW}$$

DEMANDA DE ENERGÍA TÉRMICA						
	D(T) (l/día)	ρ (Kg/litro)	C_p (kJ/día)/(12h*3600s/h)	Temp. uso (°C)	Temp. red (°C)	Pot. Bomba (kW)
Enero	2517,35	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	9,92	7,33
Febrero	2273,73	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	9,92	6,62
Marzo	2551,92	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	10,92	7,18
Abril	2470,97	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	10,96	6,94
Mayo	2630,36	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	12,96	6,88
Junio	2631,96	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	14,96	6,38
Julio	2769,92	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	15,96	6,44
Agosto	2769,92	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	15,96	6,44
Septiembre	2680,57	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	15,96	6,24
Octubre	2671,54	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	13,92	6,74
Noviembre	2505,44	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	11,92	6,81
Diciembre	2517,35	1	$9,68 \cdot 10^{-5}$	40	9,92	7,33

Tabla 7: Demanda de energía térmica (Fuente: [Elaboración propia])

Observando los valores de la tabla se puede ver que en enero y diciembre es cuando mayor potencia se va a requerir en concreto 7,33 kW. Tomaremos este dato para la selección de la bomba de calor aerotérmica.

Por lo tanto, atendiendo a los valores obtenidos, la bomba de calor que utilizaremos para nuestro proyecto será el modelo **Daikin Altherma EHBX11CB3V**, con una potencia en ciclo de calor de 11 kW para nuestra temperatura de consumo. El COP de la ficha técnica viene calculado para los valores de temperatura de entrada del aire a 7°C y temperatura de salida del agua de 35°C y 45°C, nuestra temperatura de salida es de 40°C, por lo que el COP obtenido para nuestra temperatura de salida lo calcularemos de la siguiente manera:

- En primer lugar, se estiman la temperatura media del aire en invierno y se fija la temperatura que se desea obtener para el ACS. Una vez conocidas estas dos temperaturas se estiman las temperaturas de saturación del refrigerante que circula por la bomba de calor, en evaporador y condensador. Para ello se ha considerado un salto térmico en los intercambiadores de 10°C.

- Una vez obtenidas las temperaturas del refrigerante, se estiman las presiones máxima y mínima entre las que trabaja el refrigerante y se va al diagrama p-h obteniendo así las entalpías del refrigerante que permiten obtener el COP real de la bomba de calor.

Para el caso de este trabajo fin de grado se tiene que la temperatura mínima promedio de Santander es de 6°C [21] por lo que la temperatura de saturación del líquido refrigerante en el evaporador será de -4°C (asumiendo un salto térmico de 10°C), mientras que la temperatura a la que queremos calentar el agua que emplearemos en las duchas es de 40°C, por lo que nuestro líquido refrigerante tendrá una temperatura mínima de 50°C en el condensador.

Para aclarar los puntos donde tenemos transferencia de calor, tenemos el siguiente esquema general de una bomba de calor:

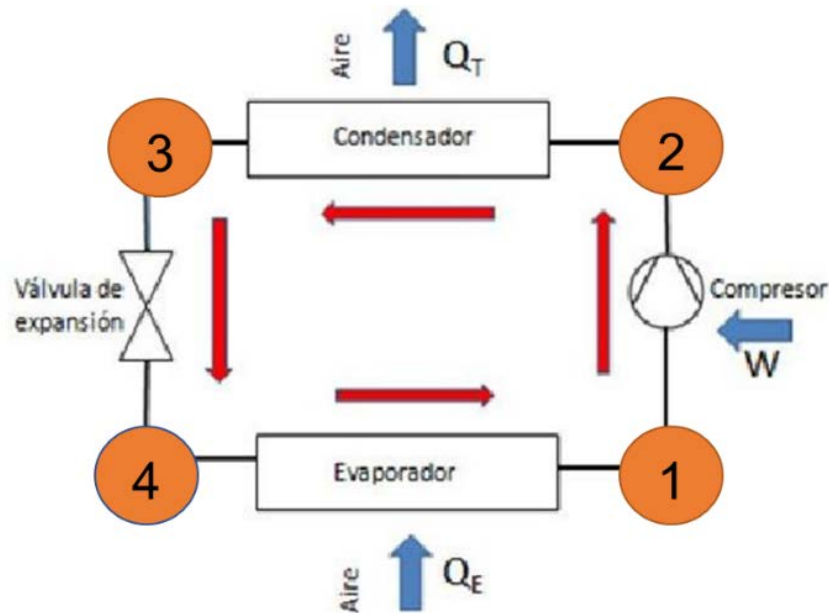


Figura 15: Esquema general bomba de calor (Fuente: [22])

Atendiendo al esquema general de la bomba de calor (figura 15), el calor se recibe en el evaporador (4-1), y tras pasar por el compresor (1-2) se acaba cediendo dicho calor al agua que posteriormente almacenaremos, esto ocurre en el condensador (2-3).

- Presión de entrada a $-4^{\circ}\text{C} = 6,02$ bar (Evaporador)
- Presión de salida a $50^{\circ}\text{C} = 28,89$ bar (Condensador)

Introducimos estos valores en el diagrama presión-entalpía de nuestro refrigerante (R410-A) y calculamos el trabajo realizado por el compresor comparándolo con el calor cedido a nuestro agua.

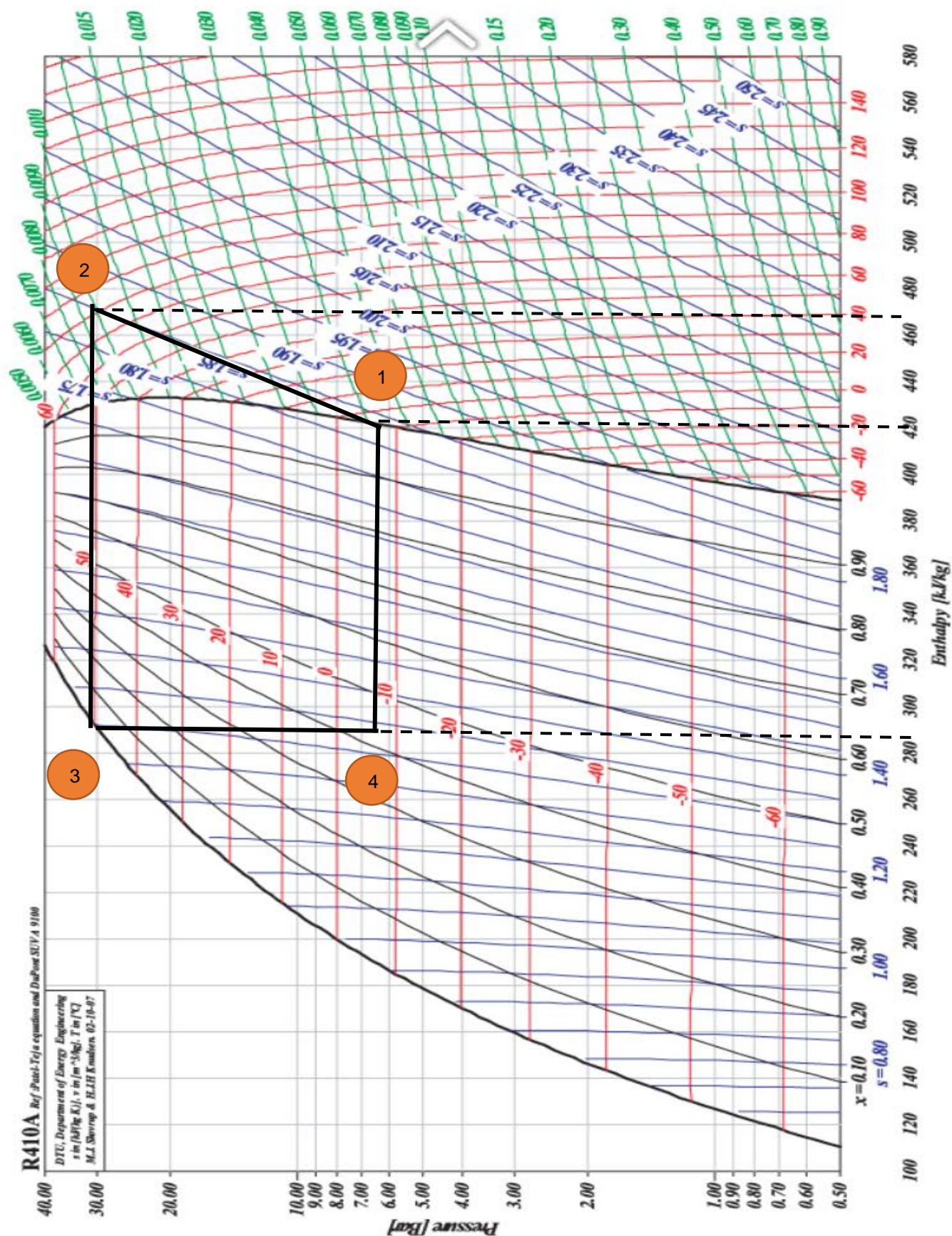


Figura 16: Diagrama presión-entalpía de nuestro refrigerante (R410-A) (Fuente[23]).

De donde obtenemos los siguientes datos para cada punto:

	Entalpía(kJ/kg)	Presión(bar)	Temperatura(°C)
Punto 1	420	6,02	-4
Punto 2	465	28,89	50
Punto 3	285	28,89	50
Punto 4	285	6,02	-4

Tabla 8: Entalpía, presión y temperatura para los diferentes puntos del ciclo (Fuente: Elaboración propia).

El trabajo que ha necesitado el compresor lo calculamos como la diferencia de entalpías a la entrada y salida del mismo, obteniendo así un valor de 45 kJ/kg.

$$W_{compresor} = h_1 - h_2 = 465 - 420 = \mathbf{45 \text{ kJ/kg}}$$

Por otro lado, el calor cedido a nuestra agua de ACS se calcula como la diferencia de entalpías a la entrada y salida del condensador, obteniendo un valor de 180 kJ/kg

$$Q_{condensador} = h_2 - h_3 = 465 - 285 = \mathbf{180 \text{ kJ/kg}}$$

Por lo tanto, el COP del ciclo será de:

$$\text{COP} = \frac{Q}{W} = \frac{180}{45} = \mathbf{4}$$

Donde:

Q = Calor cedido en el condensador (kJ/kg).

W = Trabajo realizado por el compresor (kJ/kg).

Por lo tanto, el COP de nuestra bomba de calor en este rango de temperaturas es de 4.

El COP es una relación entre la potencia de entrada de nuestra bomba de calor (en nuestro caso eléctrica), y la potencia de salida de nuestra bomba de calor (en nuestro caso térmica).

Por lo tanto, por cada kW eléctrico que suministremos a nuestra bomba de calor, obtendremos 4 kW térmicos en nuestro fluido.

Para almacenar el ACS para su posterior consumo, utilizaremos un interacumulador con una capacidad de 1500 litros, en concreto emplearemos el modelo **ATK 1500 S**.

4.4.3 Cálculo del número de paneles

Para calcular el número necesario de paneles del que dispondrá nuestra instalación utilizando la bomba aerotérmica alimentada a través de dichos paneles fotovoltaicos, realizaremos el siguiente procedimiento:

En primer lugar, obtenemos la demanda eléctrica dividiendo la demanda de energía térmica entre el COP de nuestra bomba.

La demanda diaria de energía térmica es de 24,84 kWh y el COP de nuestra bomba es 4, por lo tanto:

$$W_{compresor} = \frac{Q_{condensador}}{COP} = \frac{24,84}{4} = 6,21 \text{ kWh (Demanda eléctrica)}$$

Una vez calculada nuestra demanda eléctrica diaria, calculamos la potencia pico del generador, al igual que en el caso del termo eléctrico:

$$P_{mp}(kWp) = \frac{E_D (kWh/dia) \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} = \frac{6,21 (Wh/dia) \cdot 1}{4,31 \cdot 0,6} = 2,58$$

Por último, calculamos el número de paneles mediante el cociente entre la potencia pico del generador y la potencia de nuestros paneles:

$$n^{\circ} \text{ total módulos FV} = \frac{P_{mp}(kWp)}{P_{\text{del módulo FV a emplear}}} = \frac{2,58 (kWp)}{0,34} = 7,58 \approx 8$$

Por lo tanto, en caso de emplear la tecnología fotovoltaica a través de la bomba aerotérmica, serían necesarios 8 paneles del modelo seleccionado para cubrir la demanda exigida por el CTE.

4.4.4 Tipo de conexión de los paneles

En el caso de la instalación basada en bomba aerotérmica, finalmente se van a instalar 8 paneles. Dicha agrupación puede hacerse en serie, paralelo o combinación de ambas.

Aunque en este caso el número de paneles a colocar no es elevado, se pueden plantear al igual que antes diferentes alternativas de colocación de los mismos, para ello se han tenido en cuenta los siguientes valores de cada módulo, extraídos de la ficha del panel fotovoltaico (Anexo 1):

Potencia máxima: 340 W.

Tensión máxima: 37,8 V.

Corriente máxima: 9,42 A.

Alternativa 4: La cuarta alternativa consistiría en agrupar los 8 paneles en dos cadenas de 4 paneles cada una (Plano 4). Las cadenas de 4 paneles irán conectadas en serie para, posteriormente, conectar ambas cadenas en paralelo. Considerando esta agrupación se obtendrían los siguientes valores de tensión e intensidad para los conductores:

- Potencia = $V \cdot I = 1424,3 \text{ W}$
- Tensión = $4 \cdot 37,8 \text{ V} = 151,2 \text{ V}$
- Corriente = $9,42 \text{ A} = 9,42 \text{ A}$

Los valores finales tras la conexión de ambas cadenas en paralelo serán los siguientes:

- Potencia = $V * I = 2.848,6 \text{ W}$
- Tensión = **151,2 V**
- Corriente = $2 * 9,42 \text{ A} = 18,84 \text{ A}$

Alternativa 5: La quinta alternativa consistiría en agrupar los 8 paneles en serie (Plano 5). Considerando esta agrupación se obtendrían los siguientes valores de tensión e intensidad para los conductores:

- Potencia = $V * I = 2848,61 \text{ W}$
- Tensión = $8 * 37,8 \text{ V} = 302,4 \text{ V}$
- Corriente = $9,42 \text{ A} = 9,42 \text{ A}$

Una vez calculados los valores de tensión, intensidad y potencia de las diferentes alternativas, el dimensionamiento basado en bomba aerotérmica se llevará a cabo con la Alternativa 4, siendo esta la que mantiene unos valores de tensión que más favorecen la selección e instalación del resto de componentes como son el inversor o el regulador de carga.

4.4.5 Selección de las baterías

La demanda eléctrica diaria del compresor de nuestra bomba aerotérmica es de 6.210 Wh/día. Teniendo en cuenta este valor, podemos dimensionar los valores de nuestras baterías. Además, dimensionaremos las baterías de tal manera que tengan la capacidad de alimentar la bomba de calor durante un día sin ningún tipo de aportación energética por parte de los paneles.

El cálculo le realizaremos de la siguiente manera:

- La capacidad de las baterías deberá ser de un mínimo del consumo de dos días.
- La descarga de la batería no debe superar el 80%, ya que esto reduciría la vida útil de la misma.
- Se ha aplicado un factor de seguridad del 10% como se hace en alguna de las referencias consultadas [17]

De esta manera, tenemos lo siguiente:

$$P_{TOTAL} = (Demanda\ eléctrica * días\ autonomía) * Prof.\ de\ descarga * Factor\ seguridad$$

$$P_{TOTAL} = (6.210 * 2) * 1,2 * 1,1 = 16.394,4 \text{ Wh}$$

Una vez calculada la potencia total de las baterías, se procede a calcular la capacidad en función de la tensión a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad batería} = \frac{\text{Potencia total}}{\text{Tensión batería}}$$

Atendiendo a este valor, estudiaremos la capacidad de la batería en función de su tensión:

- Capacidad para batería de 48V: $\frac{16.394,4 \text{ W/h}}{48V} = 341,55 \text{ A/h}$
- Capacidad para batería de 24V: $\frac{16.394,4 \text{ W/h}}{24V} = 683,1 \text{ A/h}$
- Capacidad para batería de 12V: $\frac{16.394,4 \text{ W/h}}{12V} = 1366,2 \text{ A/h}$

Los valores que mejor se ajustan a nuestros valores de demanda son las baterías de 24V con una capacidad mínima de 683,1 A/h.

Por lo tanto, las baterías que se usarán son el modelo **OPzS 24V 660Ah Transparente Tudor-Exide**, con una capacidad de hasta 660 Amperios/hora y una tensión de 24V.

Se trata de una batería estacionaria recomendada para instalaciones con consumos medios o elevados que asegura una larga vida útil además de una fácil instalación.


4.4.6 Selección del inversor

Una vez seleccionada la batería, podemos elegir el inversor que más se adecúa a nuestra instalación, teniendo en cuenta que irá conectado también a la red eléctrica.

Para la selección de un inversor se debe tener en cuenta la potencia de entrada de la bomba aerotérmica, dado que la potencia de la bomba es de 2.760W, se requerirá 1 inversor el cual deberá tener al menos una potencia de salida de 2.760W.

En este caso usaremos el modelo inversor cargador **Inversor SolaX X1-3.0T Boost 3000VA** con una potencia de salida de 3000 Voltiamperios diseñado para trabajar con baterías de 24 V como hemos calculado anteriormente y que nos permite trabajar conectados a la red.

Para la selección de este modelo de inversor, se han tenido en cuenta los valores de potencia eléctrica de la bomba aerotérmica, así como de la tensión de las baterías, de manera que se cumplen todos los requisitos que impone la instalación, como podemos ver en la ficha técnica del inversor:



	X1-3.0T	X1-3.3T
INPUT (DC)		
Max. recommended DC power [W]	3250	3500
Max. input DC voltage [V]	600	600
Max. input current [A]	12/12	12/12
MPPT voltage range [V]	125-580	125-580
Start output voltage [V]	150	150
Number of MPP tracker/strings per MPP tracker	2/1	2/1

Figura 17: Potencia de salida del inversor SolaX X1-3.0T Boost (Fuente: [24])

Además, se trata de un inversor de onda senoidal pura con una eficiencia del 99%.

4.4.7 Selección del regulador de carga

En este proyecto se utilizará el regulador de tipo MPPT, indicado para trabajar con paneles de 60 o más células. Además, este tipo de regulador es capaz de sacar el máximo rendimiento a la potencia de los paneles.

Para seleccionar el regulador de carga, nos aseguraremos de que la tensión de salida de los paneles se ajuste con los valores de entrada del regulador, así como la corriente.

En cuanto a la tensión de salida, también nos aseguraremos de que coincida con los valores de tensión de las baterías (24V).

Como se ha calculado previamente, los valores de tensión y corriente de la alternativa 1 son los siguientes:

Tensión = 151,2 V

Corriente = 18,84 A

Teniendo en cuenta todos estos datos, el modelo seleccionado es el **Regulador MPPT 250V 70A Victron Smart Solar**.

Este regulador tiene una tensión de entrada de hasta 250 V y una corriente máxima de 70 A, además es capaz de trabajar con baterías de 12, 24 y 48 V.

4.5 DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN PARA ACS BASADA EN PANELES HÍBRIDOS

Para el dimensionamiento de la instalación basada en paneles híbridos seguiremos el procedimiento indicado en el siguiente diagrama de bloques:

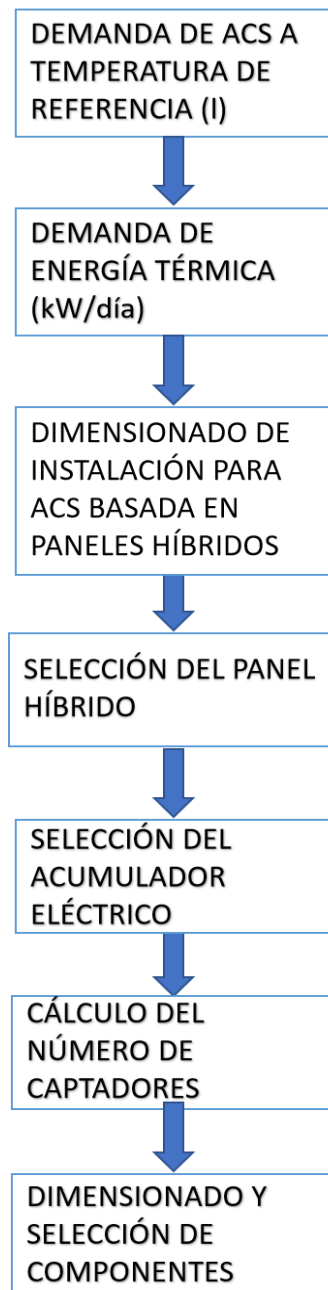


Figura 18: Diagrama de bloques para instalación basada en paneles híbridos (Fuente: [Elaboración propia]).

4.5.1 Selección de panel fotovoltaico

Para llevar a cabo el cálculo de producción de ACS basada en paneles híbridos, utilizaremos como referencia el modelo **Ecomesh**.

Este modelo se fabrica en España y permite reducir la superficie de captación gracias a la hibridación fotovoltaica + térmica.

La potencia eléctrica nominal de nuestros paneles es de 255W en condiciones estándar con una irradiancia de 1000W/m^2 .

4.5.2 Selección del acumulador eléctrico

Para almacenar el ACS para su posterior consumo, utilizaremos un acumulador con una capacidad de 1500 litros, en concreto emplearemos el modelo **MXV-1500-SSB**.

Este acumulador será alimentado eléctricamente con la parte fotovoltaica de nuestros paneles a través de una resistencia externa además de la red eléctrica cuando sea necesario. Por otro lado, la energía térmica obtenida por la refrigeración de los paneles (componente térmica de los paneles) se llevará a un intercambiador de calor en forma de serpentín situado en el interior del acumulador.

4.5.3 Cálculo del número de captadores

Para conocer el número de paneles híbridos necesarios para cubrir la demanda de nuestra instalación comenzaremos calculando una aproximación teniendo en cuenta solamente la parte eléctrica de los paneles, de manera que posteriormente ajustaremos el número de paneles teniendo en cuenta también la parte térmica.

Comenzaremos el dimensionamiento atendiendo al CTE que nos exige la generación de un mínimo del 30% de la energía térmica anual mediante nuestra energía renovable, por lo que calcularemos la media diaria de los valores obtenidos a lo largo de los diferentes meses.

La demanda diaria de energía térmica atendiendo al mínimo exigido por el CTE es de 24,84 kWh como ya se indicó anteriormente, por lo tanto, podemos calcular la potencia pico del generador al igual que en las dos opciones analizadas anteriormente. Al igual que se aproximó en la opción del termo eléctrico se puede considerar que al tratarse de un interacumulador eléctrico, se cumple que 1 kWh térmico requiere aproximadamente 1 kWh eléctrico que es la energía que proporcionarán la generación eléctrica obtenida de los paneles fotovoltaicos.

Una vez calculada nuestra demanda eléctrica diaria, calculamos la potencia pico del generador, al igual que en el caso del termo eléctrico:

$$P_{mp}(kWp) = \frac{E_D \left(\frac{kWh}{dia} \right) \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} \quad (ec. 5)$$

- P_{mp} : Potencia pico del generador (kW).

- G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar de medida = 1000 (W/m²).
- PR: Rendimiento de la instalación fotovoltaica (el Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) para instalaciones fotovoltaicas, establece que para sistemas con regulador y acumulador el valor de PR = 0,60).
- E_D : Demanda de energía (kWh/día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Irradiancia diaria media para una orientación e inclinación de los paneles dada (kWh/m² día).
- $G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0)_{\text{mes más desfavorable}} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right) \cdot K \cdot FI$
- α : Orientación de los paneles con respecto al sur (°).
- β : Inclinación de los paneles (°).
- $G_{dm}(0)$: Irradiancia sobre plano horizontal y orientación sur, dato extraído de PVGIS (Wh/(m²·día)).
- FI: Factor de irradiancia.

Según el PCT [14]:

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right]$$

$$n^{\circ} \text{ total módulos FV} = \frac{P_{mp}(\text{kWp})}{P_{\text{del módulo FV a emplear}}} \quad (\text{ec. 6})$$

Para este trabajo el cálculo de la potencia del generador fotovoltaico se realizaría de la siguiente forma:

$$P_{mp}(\text{kWp}) = \frac{E_D \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right) \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0)_{\text{mes más desfavorable}} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right) \cdot K \cdot FI = 3,75 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right) \cdot 1,15 \cdot 1 = \mathbf{4,31}$$

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 43°27'44" North, 3°50'58" West, Elevation: 21 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 37 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	H_{opt}	$H(90)$	DNI	I_{opt}	T_{24h}	N_{DD}
Jan	1540	2600	2600	2120	64	9.9	225
Feb	2380	3560	3210	2900	56	9.5	213
Mar	3890	4980	3800	4050	45	11.8	173
Apr	4730	5170	3130	4290	29	13.7	131
May	5330	5220	2610	4280	16	14.9	43
Jun	5760	5390	2410	4740	10	17.3	4
Jul	5790	5520	2540	5140	14	19.1	0
Aug	5110	5350	2970	4620	24	19.4	1
Sep	4360	5360	3780	4740	40	19.0	20
Oct	2930	4160	3550	3400	53	17.3	79
Nov	1690	2710	2610	2180	61	13.7	195
Dec	1420	2590	2710	2220	67	11.2	217
Year	3750	4390	2990	3730	37	14.7	1301

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

$H(90)$: Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m²/day)

DNI : Direct normal irradiation (Wh/m²/day)

I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)

N_{DD} : Number of heating degree-days (-)

Tabla 9: Irradiancia sobre plano horizontal y orientación sur (Fuente: [16]).

En este caso como se trata de que anualmente cubramos el 30% de la demanda cogeremos como dato de G_{dm} el valor medio anual, en lugar del mes más desfavorable.

En nuestra instalación, los paneles tendrán como ya se indicó en el apartado 4.2 una inclinación de 33,47° siendo esta la inclinación óptima, por lo tanto:

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (33 - 33)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2 \right] = 1$$

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Figura 2. Valor de K para cálculo del FI (Fuente: [19]).

$$P_{mp}(kWp) = \frac{E_D \left(\frac{kWh}{dia} \right) \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} = \frac{24,84 \left(\frac{Wh}{dia} \right) \cdot 1}{4,31 \cdot 0,6} = 9,61$$

Una vez tenemos este dato, calculamos la primera estimación de paneles híbridos dividiendo el valor obtenido entre la potencia eléctrica del panel:

$$n^{\circ} \text{ total módulos FV} = \frac{P_{mp}(kWp)}{P_{del \text{ módulo FV a emplear}}} = \frac{9,61 (kWp)}{0,255} = 37,69 \approx \mathbf{38}$$

Una vez tenemos la estimación basada en la energía aportada por la parte eléctrica, nos disponemos a calcular la aportación de la parte térmica.

Para ello tomamos como valor de referencia los 38 paneles obtenidos en la primera estimación, de manera que nos podemos hacer una primera idea de la contribución energética de la parte térmica de nuestros paneles.

Para aclarar el procedimiento de cálculo, analizaremos con detalle la energía térmica captada durante un mes, en nuestro caso el mes de marzo, ya que es el primer mes del año con una producción térmica no nula.

Para ello es necesario seguir el siguiente procedimiento:

- En primer lugar, es necesario determinar la cantidad de energía solar que es capaz de captar por unidad de área el panel híbrido, para ello se utiliza la siguiente expresión:

$E. \text{ captada} = c * k * a * H$	(ec. 11)
--------------------------------------	----------

Donde:

H: Irradiación global diaria media mensual sobre superficie horizontal ($kWh/m^2 \text{ dia}$). Este dato lo hemos obtenido de la herramienta digital PVGIS [16]:

c: factor que nos permite corregir la orientación este-oeste de nuestros paneles dependiendo de la orientación de los mismos con respecto al sur.

$$\text{Si } \theta > 20^\circ \rightarrow 'c' = 0,94 * (1,14 - 0,0085 * \theta)$$

$$\text{Si } \theta < 20^\circ \rightarrow 'c' = 0,94$$

K: Este coeficiente permite corregir la diferencia entre la irradiancia recibida en el plano horizontal y el plano en el que se coloquen los paneles. El valor de este coeficiente es función de la inclinación de los paneles y de la latitud de la zona en la que se van a colocar dichos paneles. Su valor puede ser obtenido del PCT [19].

a: Coeficiente de corrección referente a la polución ambiental del lugar de la instalación cuyo valor varía entre 0,95 (lugar libre de polución) y 1,05 (lugar con niveles altos de polución).

Para el caso de este trabajo fin de grado los valores para el mes de marzo serían:

- En este caso como los paneles van a tener orientación sur el valor de c vendrá dado por la expresión:

$$\theta < 20^\circ \rightarrow 'c' = \mathbf{0,94}$$

- En cuanto a la localización de los vestuarios se trata de una zona bastante limpia ya que no se encuentra cercana a ninguna área industrial, sin embargo, la autovía pasa cerca. Por lo que tomaremos un valor intermedio.

$$'a' = \mathbf{1}$$

- Utilizando en la siguiente tabla como datos de entrada la latitud de nuestra localización (43°) y la inclinación de nuestros paneles (33°) se obtiene el valor de K:

Latitud = 43°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.08	1.07	1.05	1.03	1.02	1.02	1.02	1.04	1.06	1.08	1.1	1.09
10	1.15	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.04	1.07	1.11	1.16	1.19	1.18
15	1.22	1.18	1.13	1.08	1.05	1.03	1.05	1.09	1.15	1.23	1.27	1.26
20	1.28	1.22	1.16	1.09	1.05	1.03	1.05	1.1	1.19	1.29	1.35	1.33
25	1.33	1.26	1.18	1.1	1.04	1.02	1.04	1.11	1.22	1.34	1.42	1.4
30	1.37	1.29	1.2	1.1	1.03	1	1.03	1.11	1.24	1.38	1.48	1.45
35	1.41	1.31	1.2	1.09	1.01	.98	1.01	1.1	1.25	1.42	1.52	1.5
40	1.43	1.33	1.2	1.07	.98	.95	.98	1.09	1.25	1.44	1.56	1.54
45	1.45	1.33	1.19	1.05	.95	.91	.95	1.06	1.24	1.45	1.59	1.57
50	1.46	1.33	1.17	1.02	.91	.87	.91	1.03	1.23	1.46	1.61	1.58
55	1.46	1.32	1.15	.98	.86	.82	.86	1	1.21	1.45	1.62	1.59
60	1.45	1.3	1.12	.94	.81	.76	.81	.95	1.17	1.44	1.62	1.59
65	1.43	1.27	1.08	.89	.75	.7	.75	.9	1.13	1.41	1.61	1.58
70	1.41	1.23	1.03	.83	.69	.64	.69	.84	1.09	1.38	1.58	1.56
75	1.37	1.19	.98	.77	.62	.57	.62	.78	1.03	1.34	1.55	1.53
80	1.33	1.14	.92	.7	.55	.49	.55	.71	.97	1.28	1.51	1.49
85	1.28	1.08	.85	.63	.47	.42	.47	.64	.9	1.22	1.45	1.44
90	1.22	1.02	.78	.56	.4	.34	.39	.56	.83	1.16	1.39	1.38

Figura 19: Valor del coeficiente K (Fuente: [25])

- Finalmente se ha obtenido la irradiación (H_h) sobre plano horizontal de la zona donde estarán colocados los paneles:

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 43°27'44" North, 3°50'58" West, Elevation: 21 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 37 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	H_{opt}	$H(90)$	DNI	I_{opt}	T_{24h}	N_{DD}
Jan	1540	2600	2600	2120	64	9.9	225
Feb	2380	3560	3210	2900	56	9.5	213
Mar	3890	4980	3800	4050	45	11.8	173
Apr	4730	5170	3130	4290	29	13.7	131
May	5330	5220	2610	4280	16	14.9	43
Jun	5760	5390	2410	4740	10	17.3	4
Jul	5790	5520	2540	5140	14	19.1	0
Aug	5110	5350	2970	4620	24	19.4	1
Sep	4360	5360	3780	4740	40	19.0	20
Oct	2930	4160	3550	3400	53	17.3	79
Nov	1690	2710	2610	2180	61	13.7	195
Dec	1420	2590	2710	2220	67	11.2	217
Year	3750	4390	2990	3730	37	14.7	1301

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

$H(90)$: Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m²/day)

DNI : Direct normal irradiation (Wh/m²/day)

I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)

N_{DD} : Number of heating degree-days (-)

Figura 20. Irradiación solar (Fuente: [16])

Por lo tanto, la radiación solar que llega por unidad de superficie al panel híbrido en el mes de marzo será:

$E. \text{ captada} = 0,94 * 1,2 * 1 * 3,89 = 4,39 \text{ (Wh/m}^2\text{/dia)}$	(ec. 11)
---	----------

Una vez estimada la radiación solar que llega al panel, el siguiente paso es calcular la irradiancia incidente por unidad de superficie (W/m²) a través de la siguiente fórmula:

$\text{Irradiancia} = \frac{E. \text{captada}}{n^{\circ} \text{ horas sol}} * 1000$	(ec.12)
---	---------

En nuestro caso:

$\text{Irradiancia} = \frac{4,39}{11,56} * 1000 = 379,6 \text{ W/m}^2$	(ec.12)
--	---------

El valor de horas de sol lo sacamos del número de horas de sol que tiene el día 15 de cada mes, en este caso:

Thu 2020/03/05:	07:43	11:26 of daylight	19:09
Fri 2020/03/06:	07:41	11:29 of daylight	19:11
Sat 2020/03/07:	07:39	11:32 of daylight	19:12
Sun 2020/03/08:	07:37	11:35 of daylight	19:13
Mon 2020/03/09:	07:36	11:38 of daylight	19:14
Tue 2020/03/10:	07:34	11:41 of daylight	19:16
Wed 2020/03/11:	07:32	11:44 of daylight	19:17
Thu 2020/03/12:	07:30	11:47 of daylight	19:18
Fri 2020/03/13:	07:29	11:50 of daylight	19:19
Sat 2020/03/14:	07:27	11:53 of daylight	19:21
Sun 2020/03/15:	07:25	11:56 of daylight	19:22
Mon 2020/03/16:	07:23	11:59 of daylight	19:23
Tue 2020/03/17:	07:21	12:02 of daylight	19:24
Wed 2020/03/18:	07:20	12:05 of daylight	19:25
Thu 2020/03/19:	07:18	12:08 of daylight	19:27
Fri 2020/03/20:	07:16	12:11 of daylight	19:28
Sat 2020/03/21:	07:14	12:14 of daylight	19:29

Figura 21: Horas de sol(Fuente: [26])

En tercer lugar, se calcula el rendimiento del panel para cada uno de los meses, para ello utilizamos la siguiente fórmula:

$\text{Rendimiento} = (\eta. \text{óptico} * \rho. \text{lluvia}) - \left(a1 * \frac{T^{\circ} \text{ Cons} - T^{\circ} \text{ Alb}}{\text{Irradiancia}} \right)$	(ec.13)
--	---------

Donde:

η óptico: Rendimiento óptico del panel o eficiencia del sistema de captación. Este dato lo sacamos de la ficha técnica del captador.

ρ . lluvia: Coeficiente de corrección del rendimiento óptico que depende de la limpieza de los captadores, la cual se ve altamente influenciada por la frecuencia de lluvia en una localización.

$a1$: Pérdidas del captador solar. Este dato lo sacamos de la ficha técnica del captador.

$T^{\circ} \text{ Cons}$: Temperatura de consumo del agua ($^{\circ}\text{C}$).

$T^{\circ} \text{ Alb}$: Temperatura ambiente en nuestra localización (La Albericia) ($^{\circ}\text{C}$).

En nuestro caso:

$\text{Rendimiento} = (0,51 * 0,9) - \left(4,93 * \frac{40 - 11,5}{365,8}\right) = \mathbf{0,089}$	(ec.13)
--	---------

Los valores de rendimiento óptico (η . óp) y pérdidas térmicas (a_1) los sacamos de la ficha técnica de nuestros paneles:

Especificaciones Térmicas	
Presión máxima	10 bar
Recuperador	Cobre
Capacidad	1,2 L
Rendimiento óptico (η_o)	0.51
Coef. pérdidas térmicas, a_1	4.93 W/m ² k
Coef. pérdidas térmicas, a_2	0.021 W/m ² k ²
Pérdida de presión	0.04 bar

Figura 22: Especificaciones térmicas Panel Ecomesh (Fuente: [38])

Por último, una vez calculados todos estos datos, podemos calcular la energía térmica mensual por área de captación (kWh/mes*m²) que generarán nuestros paneles.

Para ello utilizamos la siguiente fórmula:

$\text{En. Térmica} = \text{Rendimiento} * \text{En. Captada} * n^{\circ} \text{ días}$	(ec.14)
---	---------

En este caso:

$\text{En. Térmica} = 0,089 * 4,39 * 31 = \mathbf{12,08 \text{ kWh/mes}}$	(ec.14)
---	---------

De esta forma se determina la cantidad de energía térmica que es capaz de absorber el captador por unidad de superficie.

Teniendo en cuenta que tenemos 38 captadores y que la superficie captadora de cada uno de ellos es de 1,46 m² tenemos lo siguiente:

$\text{En. Térmica marzo (38 capt)} = 12,08 * 38 * 1,46 = \mathbf{672 \text{ kWh}}$	(ec.14)
---	---------

Una vez calculada la energía térmica captada durante el mes de marzo, se hace lo mismo para el resto de los meses, obteniendo los siguientes valores:

CALCULO PARTE TÉRMICA PANEL HÍBRIDO		
Mes	E. Captada(kWh/m ² día)	Energía térmica(kWh/mes)
Enero	1,99	0
Febrero	2,93	0
Marzo	4,39	13,55
Abril	4,85	10,90
Mayo	5,06	14,15
Junio	5,31	17,51
Julio	5,50	23,11
Agosto	5,28	27,42
Septiembre	5,12	27,88
Octubre	3,91	11,81
Noviembre	2,41	0
Diciembre	2,00	0

Tabla 10: Cálculo parte térmica panel híbrido (Fuente: [Elaboración propia])

Para los meses cuyo rendimiento es negativo, la energía térmica captada es de 0 kWh, es el caso de los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre, en los cuales los valores de irradiancia son muy bajos.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que tenemos 38 paneles con una superficie de captación de 1,46 m² cada uno, la energía térmica anual generada por nuestros paneles híbridos será de **9.439,73 kWh**.

Una vez calculada la primera estimación, podemos concluir que la parte térmica de nuestros paneles genera alrededor del 100% respecto a la parte fotovoltaica.

Si sumamos la generación de ambas partes, tenemos un total de 18.564,8 kWh anuales.

La generación mínima exigida por el CTE atendiendo a nuestros valores de demanda es de 9066,89 kWh anuales (Tabla 5), por lo que a continuación reduciremos el número de paneles hasta alcanzar un valor acorde a nuestro valor exigido.

Para ir reduciendo la generación de la parte fotovoltaica a medida que reducimos el número de paneles, despejaremos el valor de la potencia de pico (Pmp) de la (ec.6)

$$P_{mp}(kWp) = n^{\circ} \text{ total módulos FV} * P_{\text{del módulo FV a emplear}} \quad (\text{ec. 6})$$

A través de la siguiente tabla, calculamos la aportación de cada parte del panel híbrido utilizando el mismo procedimiento que anteriormente y variando el número de paneles híbridos:

Nº paneles	Fotovoltaica	Solar	TOTAL
38	9125,07	8118,18	17243,25
37	8884,94	7904,54	16789,48
36	8644,81	7690,90	16335,71
35	8404,67	7477,27	15881,94
34	8164,54	7263,63	15428,17
33	7924,41	7050,00	14974,40
32	7684,27	6836,36	14520,63
31	7444,14	6622,72	14066,86
30	7204,01	6409,09	13613,09
29	6963,87	6195,45	13159,32
28	6723,74	5981,81	12705,55
27	6483,60	5768,18	12251,78
26	6243,47	5554,54	11798,01
25	6003,34	5340,91	11344,24
24	5763,20	5127,27	10890,47
23	5523,07	4913,63	10436,70
22	5282,94	4700,00	9982,93
21	5042,80	4486,36	9529,16
20	4802,67	4272,72	9075,39
19	4562,54	4059,0872	8621,63

Tabla 11: Número mínimo de paneles híbridos para cubrir demanda (Fuente: [Elaboración propia]).

De manera que, para satisfacer la generación mínima exigida por el CTE, será necesario instalar un mínimo de 20 paneles híbridos del modelo seleccionado.

4.5.4 Tipo de conexión de los paneles

El número de paneles a colocar es suficientemente elevado como para plantear al menos tres alternativas diferentes:

En el caso de los paneles híbridos, se instalarán en una de las alternativas 21 captadores y 20 captadores en la otra alternativa, de manera que sea más sencilla la agrupación de estos. Dicha agrupación puede hacerse en serie, paralelo o combinación de ambas considerando los siguientes valores de cada módulo extraídos de la ficha del panel fotovoltaico híbrido (Anexo 1):

Potencia máxima: 255 W.

Tensión máxima: 38,58 V.

Corriente máxima: 9,06 A.

Alternativa 6: En la sexta alternativa agruparemos dichos paneles en tres cadenas de 7 módulos conectadas en serie, las cuales irán posteriormente conectadas en paralelo (Plano 6):

Por lo tanto, obtendremos los siguientes valores para cada una de las cadenas de módulos:

- Potencia = $V * I = 2446,2 \text{ W}$
- Tensión = $7 * 38,58 \text{ V} = 270 \text{ V}$
- Corriente = $9,06 \text{ A} = 9,06 \text{ A}$

Los valores finales tras la conexión de las tres cadenas en paralelo serán los siguientes:

- Potencia = $V * I = \mathbf{7.338,6 \text{ W}}$
- Tensión = $\mathbf{270 \text{ V}}$
- Corriente = $3 * 9,06 \text{ A} = \mathbf{27,18 \text{ A}}$

Alternativa 7: agruparemos dichos paneles en dos cadenas de 10 módulos conectadas en serie, las cuales irán posteriormente conectadas en paralelo (plano 7):

Por lo tanto, obtendremos los siguientes valores para cada una de las cadenas de módulos:

- Potencia = $V * I = 3.495,35 \text{ W}$
- Tensión = $10 * 38,58 \text{ V} = 385,8 \text{ V}$
- Corriente = $9,06 \text{ A} = 9,06 \text{ A}$

Los valores finales tras la conexión de las tres cadenas en paralelo serán los siguientes:

- Potencia = $V * I = \mathbf{6.990,7 \text{ W}}$
- Tensión = $\mathbf{385,8 \text{ V}}$
- Corriente = $2 * 9,06 \text{ A} = \mathbf{18,12 \text{ A}}$

Alternativa 8: agruparemos dichos paneles en cuatro cadenas de 5 módulos conectadas en serie (plano 8).

Por lo tanto, obtendremos los siguientes valores para cada una de las cadenas de módulos:

- Potencia = $V * I = \mathbf{1.747,67 \text{ W}}$
- Tensión = $5 * 38,58 \text{ V} = \mathbf{192,9 \text{ V}}$
- Corriente = $9,06 \text{ A} = \mathbf{9,06 \text{ A}}$

Una vez calculados los valores de tensión, intensidad y potencia de las diferentes alternativas, el dimensionamiento basado en paneles híbridos se llevará a cabo con la Alternativa 6, siendo esta la que mantiene unos valores de tensión que más favorecen la instalación del resto de los componentes, como es el caso del regulador, ya que con valores de tensión por encima de los 300V se dificulta la búsqueda de dichos dispositivos.

4.5.5 Selección de las baterías

La demanda eléctrica diaria de la instalación es de 24.840 Wh/día. Teniendo en cuenta este valor, podemos dimensionar los valores de nuestras baterías. Además, dimensionaremos las baterías de tal manera que tengan la capacidad de alimentar la bomba de calor durante un día sin ningún tipo de aportación energética por parte de los paneles.

El cálculo lo realizaremos aplicando los mismos criterios que anteriormente en cuanto a capacidad, profundidad de descarga y factor de seguridad que en los otros métodos.

De esta manera, tenemos lo siguiente:

$$P_{TOTAL} = (Demanda\ eléctrica * días\ autonomía) * Prof.\ de\ descarga * Factor\ seguridad$$

$$P_{TOTAL} = (24.840 * 2) * 1,2 * 1,1 = \mathbf{65.577,6\ Wh}$$

- Capacidad para batería de 48V: $\frac{65.577,6\ Wh}{48V} = 1.366\ A/h$
- Capacidad para batería de 24V: $\frac{65.577,6\ Wh}{24V} = 2.732,4\ A/h$

Los valores que mejor se ajustan a nuestros valores de demanda son las baterías de 48V con una capacidad mínima de 1.366 A/h.

Por lo tanto, las baterías que usaremos son el modelo **Batería estacionaria BAE 1450Ah 48V**, con una capacidad de hasta 1.450 Amperios/hora y una tensión de 48V.

Se trata de una batería estacionaria recomendada para instalaciones fotovoltaicas con consumos elevados y con una gran capacidad de descarga total.

4.5.6 Selección del inversor

Una vez seleccionada la batería, podemos elegir el inversor que más se adecúa a nuestra instalación, teniendo en cuenta que irá conectado también a la red eléctrica.

Para la selección del inversor se debe tener en cuenta la potencia de entrada del acumulador eléctrico, dado que la potencia del acumulador eléctrico es de 8,3kW suponiendo un calentamiento de agua de 204l/h (Anexo 1), se requerirá un inversor cuya potencia mínima de salida será de 8300W.

En este caso usaremos el modelo inversor cargador **Inversor Cargador 10KW 48V MPPT 120A Must Solar** con una potencia de salida de 10.000 Voltiamperios diseñado para trabajar con baterías de 48 V como hemos calculado anteriormente y que nos permite trabajar conectados a la red.

Este modelo se ha seleccionado teniendo en cuenta la potencia de salida del inversor, así como la tensión de entrada del mismo y la potencia de las cadenas de paneles, siendo todos los valores coincidentes tanto con los valores de suministro del acumulador eléctrico como la tensión de salida de las baterías.

Además, se trata de un inversor de onda senoidal pura ideal para instalaciones solares, ya que la forma de la onda de salida es igual a la de la red eléctrica.

4.5.7 Selección del regulador de carga

En este caso, se utilizará el regulador de tipo MPPT, al igual que en las anteriores alternativas.

Para seleccionar el regulador de carga, nos aseguraremos de que la tensión de salida de los paneles se ajuste con los valores de entrada del regulador, así como la corriente.

En cuanto a la tensión de salida, también nos aseguraremos de que coincida con los valores de tensión de las baterías (48V).

Como se ha calculado previamente, los valores de tensión y corriente de la alternativa 6 son los siguientes:

Tensión = 270 V

Corriente = 27,18 A

Teniendo en cuenta todos estos datos, el modelo seleccionado es el ***Regulador de carga Studer MPPT VS-70***.

Este regulador tiene una tensión de entrada de hasta 600 V y una corriente máxima de 70 A, además está diseñado para trabajar con baterías de 48 V.

4.6 SELECCIÓN DE LA OPCIÓN MÁS ECONÓMICA PARA CUMPLIMIENTO DE CTE A TRAVÉS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Una vez analizadas las tres posibles opciones de suministro de la energía térmica exigida por el CTE para la producción de ACS a través de energía fotovoltaica, el siguiente paso es seleccionar una de ellas para su dimensionamiento en detalle. A través de la selección de los equipos más destacables de las distintas opciones, realizada en el apartado anterior, se ha garantizado la viabilidad técnica de las distintas opciones. Por lo tanto, para la selección de una de ellas ha sido necesario aplicar otro criterio, en este caso económico, el cual ha consistido en hacer una estimación simplificada de un pequeño presupuesto teniendo en cuenta los equipos más destacables necesarios en cada una de las opciones. En la siguiente

tabla se recoge un presupuesto básico de los componentes más destacables de cada una de las alternativas estudiadas:

PRESUPUESTO	TERMoeLECTRICO	BOMBA AEROTERMICA	PANELES HIBRIDOS
PANELES	$167\text{€} * 30 = 5.010\text{€}$	$167\text{€} * 8 = 1.336\text{€}$	$795\text{€} * 21 = 16.695\text{€}$
BATERIAS	13.117,45 €	2.548,44 €	13.117,45 €
INVERSOR	$1.778,7\text{€} * 3 = 5.336,1\text{€}$	655,86 €	1.785,6 €
REG.CARGA	$660,6\text{€} * 3 = 1981,8\text{€}$	762,3 €	909
TERMoeLEC	$1783,16\text{€} * 3 = 5.349,5\text{€}$	-	-
B.AEROTÉRMICA	-	3.223,00 €	-
ACUMULADOR	-	3.250 €	9.374 €
TOTAL	30.794,85€	11.775,6 €	41.881€

Tabla 12: Presupuesto con elementos más destacables (Fuente: [Elaboración propia]).

Una vez realizado el presupuesto, se puede determinar que la opción más económica es la basada en la bomba aerotérmica, por lo que será la que se lleve a cabo, ya que las otras dos opciones superan el coste en más de un 100% con respecto a la seleccionada.

4.7 COLOCACIÓN DE LOS PANELES

Una vez seleccionada la opción para nuestra instalación, se estudiará en más detalle la opción basada en la utilización de una bomba de calor aerotérmica. Se comenzará distribuyendo los paneles en el tejado con sus correspondientes conexiones.

En primer lugar, se calculará la distancia que se debe dejar entre cada fila de paneles para evitar de esta forma que se produzcan pérdidas por sombras.

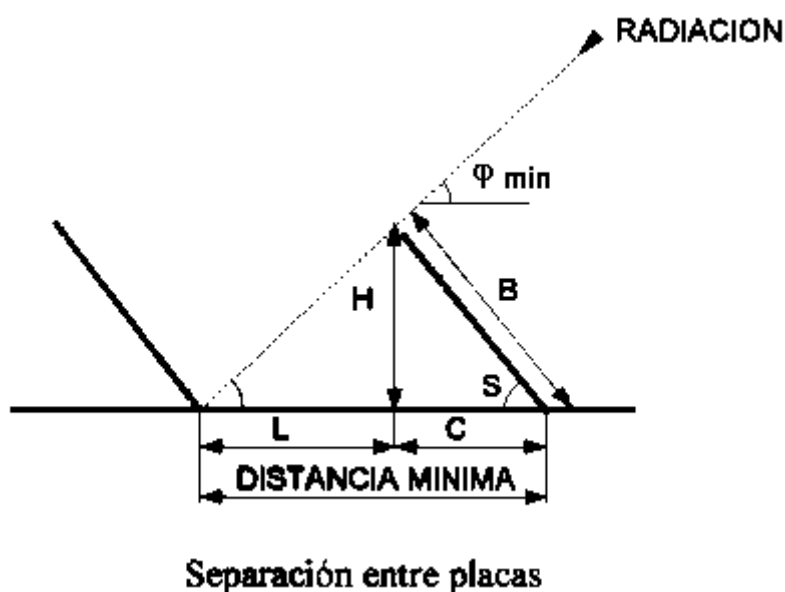


Figura 23: Separación mínima entre paneles (Fuente: [27])

La distancia mínima entre las filas de paneles para que no se proyecte ninguna sombra entre ellas se calcula de la siguiente manera:

$$Dist. \text{ mínima} = B \times \cos S + \frac{B \times \sin S}{\tan \varphi} \quad (\text{ec.15})$$

Donde:

- B = Altura del panel (m).
- S = Inclinación del panel ($^{\circ}$).
- φ = Altura solar mínima al mediodía solar ($^{\circ}$).

El día más desfavorable en cuanto a la altura solar mínima al mediodía solar se produce el 21 de diciembre, que corresponde al solsticio de invierno.

Para calcular la altura de dicho día, se necesitan los valores de latitud [28] y declinación [29] de nuestro emplazamiento.

Una vez obtenidos dichos valores, aplicaremos la siguiente fórmula:

$$Altura \text{ solar} = 90^{\circ} - \text{Latitud lugar} - \text{Declinación} \quad (\text{ec.16})$$

En nuestro caso:

$$Altura \text{ solar} = 90^{\circ} - 43,47^{\circ} - 23,5^{\circ} = \mathbf{23,03^{\circ}} \quad (\text{ec.16})$$

Por lo tanto, la distancia mínima entre paneles será la siguiente:

$$Dist. \text{ mínima} = 1,96m \times \cos(33,47) + \frac{1,96m \times \sin(33,47)}{\tan(23,03)} = \mathbf{4,18 \text{ metros}} \quad (\text{ec.15})$$

Una vez calculada la distancia mínima entre las filas de paneles para que no se proyecte ningún tipo de sombra entre ellas, se procede a la distribución de los mismos en el área del tejado disponible.

En este caso, los paneles irán distribuidos en cuatro filas de dos paneles, de manera que cada una de las columnas irá conectada en serie conectando ambas columnas posteriormente en paralelo (plano 4), como se ha calculado anteriormente.

4.8 PÉRDIDAS DE CARGA Y DIMENSIONADO DE TUBERÍAS

Las tuberías donde se producirán pérdidas de carga son aquellas que unen la bomba aerotérmica con el acumulador eléctrico (ambos situados en el mismo habitáculo, y por otro lado las tuberías que conectan el acumulador con las duchas, ya que son los únicos tramos por donde circulará agua. Se estudiarán las pérdidas de carga que se producen en ambos casos, para de esta manera poder analizar la necesidad de instalar bombas hidráulicas, y en caso de necesidad, conocer la potencia necesaria de las mismas.

A continuación, se detalla el cálculo de las pérdidas de carga a lo largo del circuito de ACS.

En primer lugar, se va a calcular el caudal que va a circular por este circuito. Acudiendo al CTE se procede a obtener el caudal instantáneo de agua.

El caudal instantáneo mínimo para ACS se calculará según las exigencias del documento DB-HS4 del CTE:

Tipo de aparato	Caudal instantáneo mínimo de agua fría [dm ³ /s]	Caudal instantáneo mínimo de ACS [dm ³ /s]
Lavamanos	0,05	0,03
Lavabo	0,10	0,065
Ducha	0,20	0,10
Bañera de 1,40 m o más	0,30	0,20
Bañera de menos de 1,40 m	0,20	0,15
Bidé	0,10	0,065
Inodoro con cisterna	0,10	-
Inodoro con fluxor	1,25	-
Urinarios con grifo temporizado	0,15	-
Urinarios con cisterna (c/u)	0,04	-
Fregadero doméstico	0,20	0,10
Fregadero no doméstico	0,30	0,20
Lavavajillas doméstico	0,15	0,10
Lavavajillas industrial (20 servicios)	0,25	0,20
Lavadero	0,20	0,10
Lavadora doméstica	0,20	0,15
Lavadora industrial (8 kg)	0,60	0,40
Grifo aislado	0,15	0,10
Grifo garaje	0,20	-
Vertedero	0,20	-

Figura 24: Caudal instantáneo mínimo de ACS (Fuente: [30])

Nuestra instalación cuenta con un total de 16 duchas por lo que el caudal instantáneo mínimo de ACS será de $1,6 \text{ dm}^3/\text{s}$.

Una vez calculado el caudal instantáneo, se debe calcular el caudal simultáneo como se especifica en la norma UNE 149201:2017 a través de la siguiente ecuación:

$$Q_c = A \cdot Q_T^B + C \quad \text{ec. (17)}$$

Donde:

Q_c : Caudal simultáneo (l/s)

Q_T : Caudal total de ACS (l/s)

A, B y C : Coeficientes que dependen del tipo de edificio, caudales totales del edificio y máximos de los aparatos.

Para calcular los parámetros (A , B , C) debemos utilizar la tabla de coeficientes de simultaneidad que obtenemos de la norma UNE 149201:2017:

COEFICIENTES DE SIMULTANEIDAD SEGÚN UNE 149.201					
TIPO DE EDIFICIO	CAUDALES (l/s)		COEFICIENTES		
	Q_{ti}	Q_{tr}	A	B	C
VIVIENDAS	$< 0,5$	≤ 20	0,682	0,450	-0,140
	$\geq 0,5$	≤ 1	1,000	1,000	0,000
	$\geq 0,5$	≤ 20	1,700	0,210	-0,700
	Sin Limite	> 20	1,700	0,210	-0,700
OFICINAS, ESTACIONES, AEROPUERTOS, ETC.	$< 0,5$	≤ 20	0,682	0,450	-0,140
	$\geq 0,5$	≤ 1	1,000	1,000	0,000
	$\geq 0,5$	≤ 20	1,700	0,210	-0,700
	Sin Limite	> 20	0,400	0,540	0,480
HOTELES, DISCOTECAS, MUSEOS,	$< 0,5$	≤ 20	0,698	0,500	-0,120
	$\geq 0,5$	≤ 1	1,000	1,000	0,000
	$\geq 0,5$	≤ 20	1,000	0,366	0,000
	Sin Limite	> 20	1,080	0,500	-1,830
CENTROS COMERCIALES	$< 0,5$	≤ 20	0,698	0,500	-0,120
	$\geq 0,5$	≤ 1	1,000	1,000	0,000
	$\geq 0,5$	≤ 20	1,000	0,366	0,000
	Sin Limite	> 20	4,300	0,270	-6,650
HOSPITALES	$< 0,5$	≤ 20	0,698	0,500	-0,120
	$\geq 0,5$	≤ 1	1,000	1,000	0,000
	$\geq 0,5$	≤ 20	1,000	0,366	0,000
	Sin Limite	> 20	0,250	0,650	1,250
ESCUELAS, POLIDEPORTIVOS	Sin Limite	≤ 20	4,400	0,270	-3,410
		$\leq 1,5$	1,000	1,000	0,000
		≤ 20	4,400	0,270	-3,410
		> 20	-22,500	-0,500	11,500

Figura 25: Caudal instantáneo mínimo para cada tipo de aparato (Fuente: [30]).

En nuestro caso, se utilizará como tipo de edificio modelo un polideportivo y un caudal instantáneo mínimo menor a 20 litros/segundo, ya que es el inmediatamente superior a nuestro valor de caudal instantáneo mínimo (1,6 litros/segundo).

Se observa que para el caso de caudales por elemento menores de 20 l/s los valores para los coeficientes son:

$$A = 4,4$$

$$B = 0,27$$

$$C = -3,41$$

Aplicando la (ec.17) se obtiene un caudal simultáneo total de:

$$Q_c = 4,4 \times 1,6^{0,27} - 3,41 = 1,58 \text{ l/s} \quad (\text{ec. 17})$$

El CTE aconseja que la velocidad de impulsión del agua debe estar comprendida entre los valores de 0,5 m/s y 1,5 m/s, por lo que tomaremos como velocidad de referencia 1 m/s.

Aplicando la (ec.18) obtenemos la sección de la tubería y posteriormente el diámetro interior de la misma.

$$Q_c = s \times v \quad (\text{ec.18})$$

Donde:

Q : Caudal de la tubería (m^3/s)

S : Sección de la tubería (m^2)

v : Velocidad del agua (m/s)

$$S = \frac{1,58 \times 10^{-3} m^3/s}{1 m/s} = 0,04485 m^2 \quad (\text{ec. 18})$$

Obtenemos una sección de tubería de $0,04485 m^2$.

Para la selección de la tubería, se selecciona una con diámetro estandarizado. Para ello, acudimos a la (figura 8) y se selecciona el valor de diámetro interior inmediatamente superior al calculado.

El diámetro mínimo se calcula a partir de la sección, a través de la siguiente fórmula:

$$Diámetro = \sqrt{\frac{Sección \times 4}{\pi}} \quad (\text{ec.19})$$

En nuestro caso:

$$Diámetro = \sqrt{\frac{0,04485 m^2 \times 4}{\pi}} = 0,0756 m = \mathbf{75,56 mm}$$

Por lo tanto, acudiendo a la figura 26, obtenemos los siguientes valores estandarizados de diámetro y espesor:

Diámetro exterior = 110 mm

Diámetro interior = 80,3 mm

Espesor = 14,9 mm

Para la selección de estos valores, se ha utilizado la serie 3.2.

Dicho valor es un valor intermedio que nos permite trabajar a unos valores de presión y temperatura adecuados a nuestra instalación.

Este parámetro de series es adimensional y se ha sacado de la Norma ISO 4065 y nos permite clasificar las tuberías obteniendo una relación entre la tensión tangencial y la presión de trabajo a una temperatura determinada.

Serie 2		Serie 2,5		Serie 3,2		Serie 4	
ϕ_{ext}	Esp.	ϕ_{int}	Esp.	ϕ_{int}	Esp.	ϕ_{int}	Esp.
12	2.4	7.2	2.0	8.0	1.6	8.8	1.3
16	3.2	9.6	2.7	10.7	2.2	11.7	1.8
20	4.0	12.0	3.3	13.3	2.7	14.6	2.2
25	5.0	15.0	4.2	16.7	3.4	18.2	2.8
32	6.4	19.2	5.3	21.3	4.3	23.4	3.6
40	8.0	24.0	6.7	26.7	5.4	29.2	4.4
50	10.0	30.0	8.3	33.3	6.8	36.5	5.6
63	12.6	37.8	10.5	42.0	8.5	46.0	7.0
75	15.0	45.0	12.5	50.0	10.1	54.7	8.3
90	18.0	54.0	15.0	60.0	12.2	65.7	10.0
110	22.0	66.0	18.3	73.3	14.9	80.3	12.2
125	25.0	75.0	20.8	83.3	16.9	91.2	13.9
140	28.0	84.0	23.3	93.3	18.9	102.2	15.6
160	32.0	96.0	26.7	106.7	21.6	116.8	17.8

Figura 26: Diámetros estándar para tuberías termoplásticas (Fuente: [31]).

Una vez obtenidos tanto el diámetro como el caudal podemos calcular las pérdidas de carga con la ecuación 20 (formula de Darcy-Weisbach) que depende del coeficiente de fricción que se deberá de obtener con la (figura 27) a partir del número de Reynolds obtenido con la (ec.21).

$$h_f = 0,0826 \cdot f \cdot \frac{Q^2}{D^5} \cdot L \quad (\text{ec. 20})$$

Donde:

h_f : Pérdidas de carga en las tuberías de ACS (m. c. a.)

f : Coeficiente de fricción de Darcy-Weisbach

Q : Caudal de la tubería (m^3/s)

D : Diámetro interior de la tubería (m)

L : Longitud de la tubería al punto más alejado (m)

$$Re = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu} \quad (\text{ec. 21})$$

Donde:

Re : Número de Reynolds

ρ : Densidad del agua (kg/m^3)

D : Diámetro de la tubería (m)

v : Velocidad del fluido (m/s)

μ : Viscosidad dinámica del agua a 40°C ($6,53 \cdot 10^{-4} \text{ kg/m} \cdot \text{s}$)

Sustituyendo en la ecuación 21 se obtiene el número de Reynolds. Una vez calculado este número, podemos calcular el coeficiente de fricción a través del diagrama de Moody.

Para ello, entraremos en el eje X con el número de Reynolds y en el eje Y con el valor de rugosidad relativa cuyo valor será el cociente entre la rugosidad absoluta de la tubería (0,0015 mm) por ser de PVC y el diámetro de la tubería.

$$Reynolds = \frac{1000 \times 80,3 \times 10^{-3} \times 1}{6,53 \times 10^{-4}} = 122.970$$

$$Rugosidad_{rel} = \frac{Rug_{abs}}{Diámetro} \quad (\text{ec. 21})$$

En nuestro caso:

$$Rugosidad_{rel} = \frac{0,0015 \text{ mm}}{80,3 \text{ mm}} = 1,87 \times 10^{-5}$$

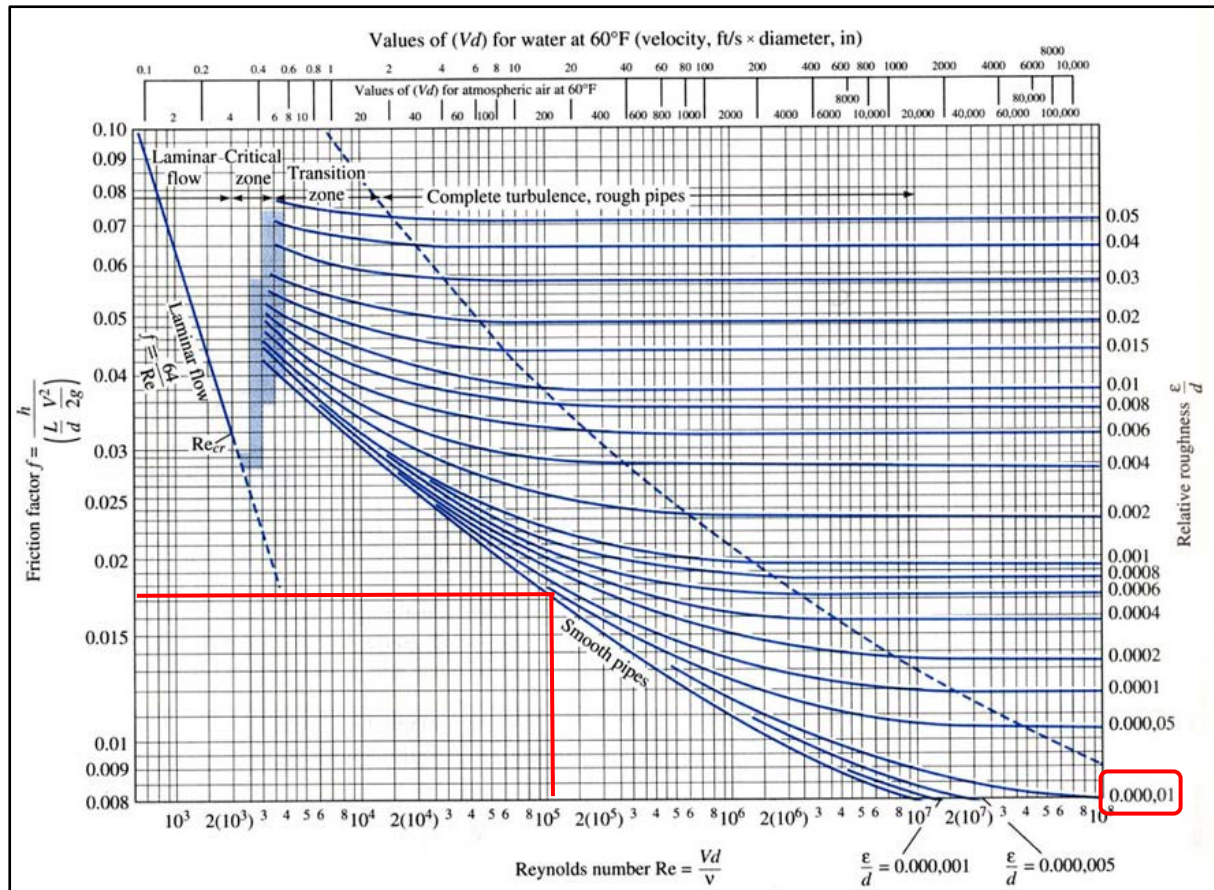


Figura 27: Diagrama de Moody (Fuente: [33]).

Del diagrama anterior obtenemos un valor para el coeficiente de fricción de:

$$f = 0,0175$$

Por último, para calcular el valor de las pérdidas de carga, será necesario saber cuál es la distancia máxima desde el acumulador eléctrico hasta la ducha más alejada. En nuestro caso, esta distancia máxima será de 40 metros.

Por lo tanto, con todos los datos obtenidos se aplica la ecuación 20 y se obtienen unas pérdidas de carga de:

$$h_f = 0,0826 \times 0,0175 \times \frac{(1,58 \times 10^{-3})^2}{(8,03 \times 10^{-2})^5} \times 40 = 0,43 \text{ m.c.a}$$

A este valor habrá que sumarle un 20% adicional debido a otros elementos hidráulicos, como válvulas, codos, empalmes. Obteniendo un resultado final para las pérdidas de carga por fricción en las tuberías de ACS de:

$$h_{fACS \text{ Acumulador-Duchas}} = 0,43 \times 1,2 = \mathbf{0,516 \text{ m. c. a.}}$$

A continuación, se calculan las pérdidas para el tramo que une la bomba aerotérmica con el acumulador eléctrico, siendo la distancia máxima de este tramo 3 metros:

$$h_f = 0,0826 \times 0,0175 \times \frac{(1,58 \times 10^{-3})^2}{(8,03 \times 10^{-2})^5} \times 3 = 0,032 \text{ m.c.a.} \quad (\text{ec. 22})$$

Aplicando el 20% adicional debido a otros elementos queda:

$$h_{fACS \text{ Bomba-Acumulador}} = 0,032 \times 1,2 = \mathbf{0,0384 \text{ m.c.a.}}$$

4.9 DIMENSIONADO DE BOMBAS

Una vez dimensionadas tanto los diámetros de las tuberías de la instalación como las pérdidas de carga, se procede a dimensionar la potencia de las bombas hidráulicas.

Para ello, se entra en el diagrama general de bombas hidráulicas de la marca *WILLO* con nuestros valores de caudal y pérdidas de carga:

Para calcular el valor de caudal en una hora, se tomará como referencia una situación límite en la que el consumo total diario se reparta en dos horas, obteniendo un total de:

- $Q = 1,384 \text{ m}^3/\text{h}$
- $H/m = 0,516 \text{ m.c.a.}$

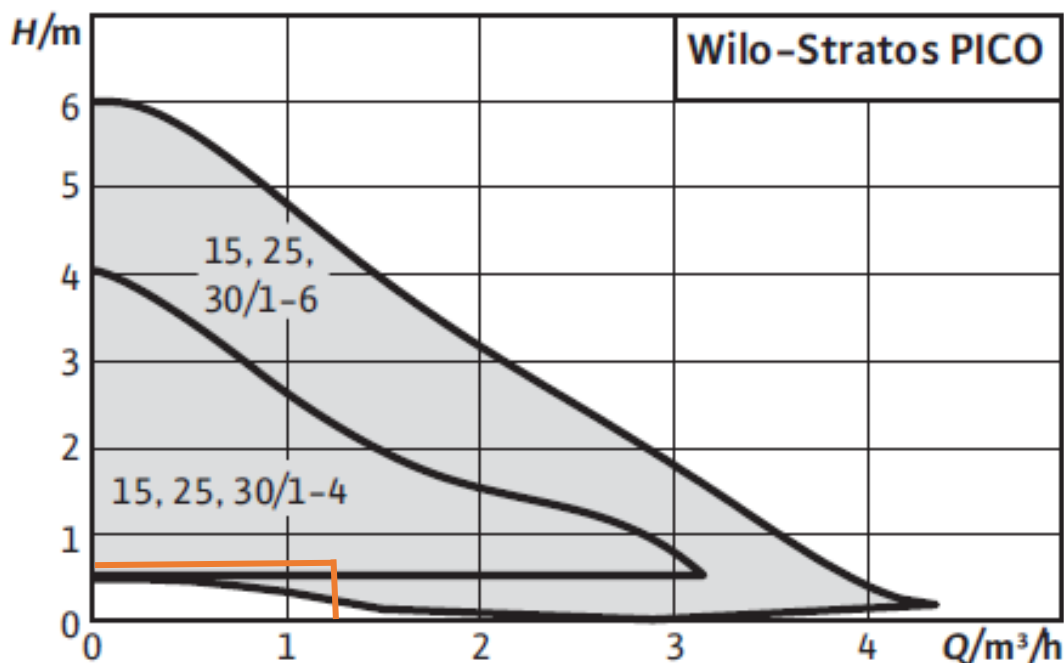


Figura 28: Diagrama general bomba hidráulica Wilo-Stratos PICO (Fuente [34])

Una vez aplicados nuestros valores en el diagrama, la bomba que mejor se ajusta a nuestra instalación es el modelo **WILLO Stratos 25 1-4** con un caudal de trabajo máximo de $5,5 \text{ m}^3/\text{h}$ y una presión máxima de trabajo de 16 bar.

En el caso del segundo tramo, las pérdidas de carga que se producen en la tubería que conecta la bomba aerotérmica con el acumulador son muy pequeñas debido a su proximidad, como hemos calculado, por lo tanto, se instalará una bomba pequeña en este tramo, de manera que sea capaz de bombear el agua por el intercambiador de la bomba aerotérmica y llevarla al acumulador.

Para calcular el valor de caudal en una hora, se tomará como referencia una situación límite en la que el consumo total diario se reparta en dos horas, obteniendo un total de:

- $Q = 1,384 \text{ m}^3/\text{h}$
- $H/m = 0,0384 \text{ m.c.a}$

Diagrama general

Wilo-Stratos PICO

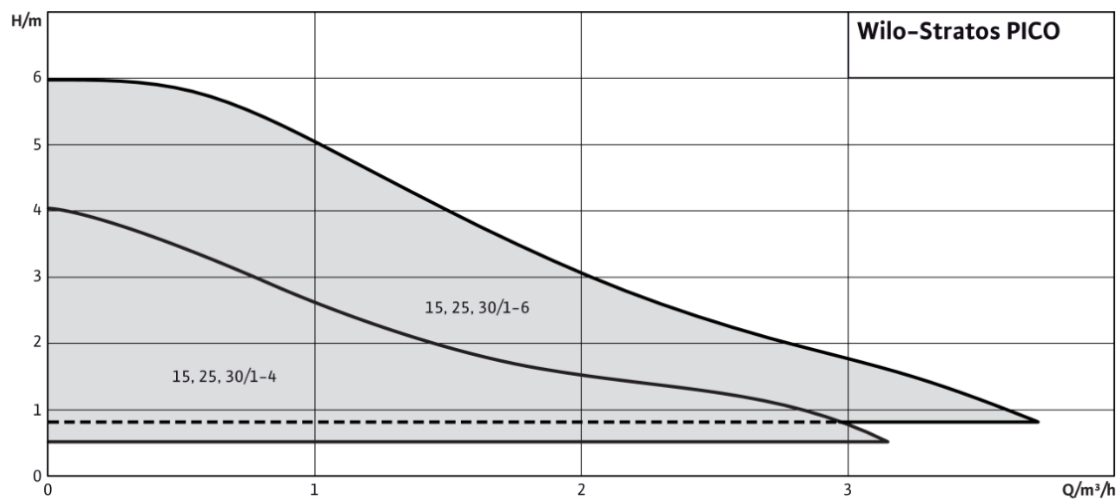


Figura 29: Diagrama general bomba hidráulica Wilo-Stratos PICO (Fuente [34])

Una vez aplicados nuestros valores en el diagrama, la bomba que mejor se ajusta a nuestra instalación es el modelo **WILO Stratos 15 1-4** con un caudal de trabajo máximo de $3,15 \text{ m}^3/\text{h}$ y una presión máxima de trabajo de 10 bar,

4.10 DIMENSIONADO DEL CABLE

Los paneles irán instalados en dos filas de cuatro paneles. La situación de los mismos, al igual que la bomba aerotérmica, será en la parte superior del habitáculo, de manera que la distancia del cable entre los módulos y la bomba sea la mínima posible, de manera que reducimos las pérdidas.

Por otro lado, las baterías y el inversor irán situados próximos a la bomba aerotérmica, pero estos irán instalados en el interior, dentro del habitáculo donde irá ubicado el interacumulador (Plano 9).

Para el dimensionamiento del cable se utilizarán fórmulas que relacionan la potencia con la tensión, la corriente y el factor de potencia.

Para calcular la caída de tensión de cada tramo, utilizaremos las expresiones habituales en electrotecnia:

$$I = \frac{P}{\cos\varphi * U}$$

Siendo:

- I = Intensidad (A)
- P = Potencia (W).
- U = Tensión (V).
- $\cos\varphi$ = Factor de potencia.

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos\varphi}{A} ; \quad \Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U}$$

Siendo:

- U_c = Caída de tensión (V)
- I = intensidad nominal (A).
- L = Longitud del tramo (m).
- ρ = Resistividad del cobre (Ohm · mm²/m).
- U = Tensión (V).
- A = Sección del conductor (mm²)

Para el dimensionamiento de los cables analizaremos 3 tramos diferentes (Plano 10):

1. Paneles en serie
2. Cadenas paralelo - Regulador - Baterías
3. Baterías - Regulador - Inversor
4. Inversor - Bomba aerotérmica

Teniendo en cuenta que el inversor debe ir lo más próximo posible a la bomba aerotérmica debido a que es el tramo con mayores pérdidas porque la corriente se transforma a alterna, la menor distancia de cable será la que hay entre la bomba y el inversor.

Para dimensionar la sección de los cables, atenderemos al Reglamento de Baja Tensión [35]. El cual establece que para el dimensionado del cable deben aplicarse las características señaladas en la norma UNE 20.460-3 [36]. La cual indica que los materiales eléctricos que

se instalen, deberán de estar fabricados y diseñados de tal manera que sean capaces de soportar las influencias externas que se produzcan en función de sus condiciones y el emplazamiento de la instalación, según su utilización prevista y las características de los edificios donde vayan instalados.

Los conductores que se utilicen serán siempre de cobre o aluminio e irán siempre aislados.

Las intensidades máximas admisibles, se regirán siempre por la Norma UNE 20.460-5-523 [37] y su anexo Nacional. Para conocer dichas intensidades máximas, se tiene la siguiente tabla en función de los diferentes métodos de instalación.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ⁹ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ⁹ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁹						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁹ . Distancia a la pared no inferior a D ⁹							3x PVC			3x XLPE o EPR ¹¹	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁹									3x PVC ¹¹		3x XLPE o EPR
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 13: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento (Fuente: [24]).

Para seleccionar la sección de los conductores, en primer lugar se debe de seleccionar la forma en la que irán instalados. Una vez seleccionada la forma de instalación, se selecciona

el tipo de conductor que se va a instalar. Por último, elegimos la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible por cada uno.

Nuestros conductores irán instalados directamente sobre la pared, por lo tanto, se entra en la tabla en la fila "C" y se va a la novena columna dónde se encuentra nuestro tipo de conductor (2 x XLPE). Se ha seleccionado este tipo ya que se trata de un aislamiento termoestable que admite una mayor temperatura e intensidad que el PVC para una misma sección. Una vez ubicada la fila y la columna, seleccionamos la sección más pequeña posible que cumpla con los requisitos de corriente en cada caso.

Por último, una vez seleccionada la sección de nuestro conductor, se analiza la caída de tensión máxima, la cual tendrá que ser siempre menor a un 1,5%.

La distancia del primer tramo será de 15 metros (Plano 10), por lo tanto:

Sección tramo Paneles en serie:

Los valores de tensión, intensidad y potencia se han calculado previamente en la alternativa 4:

Potencia = 1.424,3 W

Tensión = 151,2 V

Intensidad = 9,41 A

Para obtener un mayor margen de seguridad, se aplicará un coeficiente de seguridad del 25% [38]. Aplicando dicho factor de seguridad del 25%, obtenemos el valor de intensidad total:

$$I_{TOTAL} = 9,41 * 1,25 = \mathbf{11,76 \text{ A}}$$

El cálculo de la caída de tensión se realiza teniendo en cuenta un factor de potencia = 1:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 11,76 * 15 * 0,017 * 1}{1,5} = 4 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = 2,64 \% > 1,5 \%$$

Si se selecciona la sección del conductor de 1,5mm², se cumple el requisito de tensión máxima pero no se cumple el requisito de caída de tensión, por lo que aumentaremos la sección a 2,5 mm²:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 11,76 * 15 * 0,017 * 1}{2,5} = 2,4 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = 1,58 \% > 1,5 \%$$

Si se selecciona la sección del conductor de 2,5mm², tampoco se cumple el requisito de caída de tensión, por lo que aumentaremos la sección a 4 mm²:

$$U_c = \frac{2 \cdot I \cdot L \cdot \rho \cdot \cos \varphi}{A} = \frac{2 \cdot 11,76 \cdot 15 \cdot 0,017 \cdot 1}{4} = 1,5 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c \cdot 100}{U} = 0,99 \% < 1,5 \%$$

Una vez obtenido el valor de corriente, seleccionamos a través de la tabla la sección que mejor se ajusta a nuestra intensidad.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹⁾					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ⁹⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁹⁾						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁹⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁹⁾						3x PVC				3x XLPE o EPR ¹¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁹⁾									3x PVC ¹¹⁾	3x XLPE o EPR		
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50				117	125	133	145	159	175	188	250
			70		94	103	149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 14: Selección conductor para tramo Paneles en serie (Fuente: [24]).

En este caso, los dos conductores para las cadenas de paneles conectadas en serie serán del tipo **2 x XLPE con sección de 4 mm² y longitud de 15 metros**, cumpliendo con la normativa de intensidad máxima y de caída de tensión.

Se trata de un tipo de cable monofásico, termoestable y soporta temperaturas de hasta 90°C en régimen permanente, lo que le hace ideal para nuestra instalación.

La longitud del siguiente tramo será de 8 metros (Plano 10), por lo tanto:

Sección tramo Cadenas paralelo - Regulador - Baterías:

Los valores de tensión, intensidad y potencia se han calculado previamente en la alternativa 4:

$$\text{Potencia} = 2.848,6 \text{ W}$$

$$\text{Tensión} = 151,2 \text{ V}$$

$$\text{Intensidad} = 18,84 \text{ A}$$

Aplicando un factor de seguridad del 25% [38], obtenemos el valor de intensidad total:

$$I_{TOTAL} = 18,84 * 1,25 = \mathbf{23,55 \text{ A}}$$

Para el cálculo de la caída de tensión se llevará a cabo teniendo en cuenta un factor de potencia = 1:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 23,55 * 8 * 0,017 * 1}{1,5} = 4,27 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = 2,82 \% > 1,5 \%$$

Si se selecciona la sección del conductor de 1,5mm², no se cumple el requisito de tensión máxima ni el requisito de caída de tensión, por lo que aumentaremos la sección a 2,5 mm²:

$$I_{TOTAL} = \mathbf{23,55 \text{ A} < 29 \text{ A}}$$

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 23,55 * 8 * 0,017 * 1}{2,5} = 2,56 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = 1,69 \% > 1,5 \%$$

Si se selecciona la sección del conductor de 2,5mm², se cumple el requisito de intensidad máxima pero no se cumple el requisito de caída de tensión, por lo que aumentaremos la sección a 4 mm²:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 23,55 * 8 * 0,017 * 1}{4} = 1,6 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = \mathbf{1,05 \% < 1,5 \%}$$

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
F		Cables unipolares en contacto mutuo ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ³⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾				
G		Cables unipolares separados mínimo D ³⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR			
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	
			50			94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70					149	160	171	188	202	224	244	321
			95					180	194	207	230	245	271	296	391
			120					208	225	240	267	284	314	348	455
			150					236	260	278	310	338	363	404	525
			185					268	297	317	354	386	415	464	601
			240					315	350	374	419	455	490	552	711
			300					360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 15: Selección conductor para tramo Cadenas paralelo - Regulador - Baterías (Fuente: [24]).

Una vez obtenido el valor de corriente, seleccionamos a través de la tabla la sección que mejor se ajusta a nuestra intensidad.

En este caso, el conductor para el tramo que va desde la conexión de las dos cadenas de módulos hasta las baterías es del tipo **2 x XLPE con sección de 4 mm² y longitud de 8 metros**, cumpliendo con la normativa de intensidad máxima y de caída de tensión.

Se trata de un tipo de cable monofásico, termoestable y soporta temperaturas de hasta 90°C en régimen permanente, lo que le hace ideal para nuestra instalación.

Sección tramo Baterías- Regulador - Inversor:

La intensidad máxima de este tramo vendrá impuesta por la corriente máxima aceptada por el inversor, como se puede ver en la ficha técnica del mismo:

MODELO	X1-3.0	X1-3.3	X1-3.6	X1-4.2	X1-5.0
ENTRADA FV					
Potencia máxima recomendada [W]	3250	3500	4000	4600	5200
Voltaje máximo [V]			600		
Voltaje nominal operativo [V]			360		
Rango voltaje MPPT [V]			125-580		
Rango voltaje MPPT máxima carga [V]	150-550		160-550	190-550	220-550
Eficiencia del MPPT			99.90%		
Eficiencia máxima			97.80%		
Corriente máxima entrada [A]			12/12		

Figura 30: Corriente máxima admitida por el inversor (Fuente: [39])

Además, se le aplicará un coeficiente de seguridad del 25%:

$$I_{MÁXIMA} = 12 * 1,25 = 15 \text{ A} < 21 \text{ A}$$

El cálculo de la caída de tensión se llevará a cabo teniendo en cuenta un factor de potencia = 1.

La longitud de este tramo será de unos 10 metros (plano 10), por lo tanto:

$$U_c = \frac{2 * I * L * \rho * \cos \varphi}{A} = \frac{2 * 15 * 10 * 0,017 * 1}{1,5} = 3,4 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c * 100}{U} = \frac{3,4 * 100}{230} = 1,47 \% < 1,5 \%$$

Si se selecciona la sección del conductor de 1,5mm², se cumple los requisitos de tensión máxima y caída de tensión, por lo que la sección del conductor en este tramo será de 1,5mm²:

Una vez obtenido el valor de corriente, seleccionamos a través de la tabla la sección que mejor se ajusta a nuestra intensidad.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ¹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁷⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁸⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR		
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	17	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50				117	125	133	145	159	175	188	250
			70		94	103	149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 16: Selección conductor para tramo Baterías- Regulador - Inversor (Fuente: [24]).

En este caso, el conductor para el tramo que va desde la conexión de las dos cadenas de módulos hasta las baterías es del tipo **2 x XLPE con sección de 1,5 mm² y longitud de 10 metros**, cumpliendo con la normativa de intensidad máxima y de caída de tensión.

Se trata de un tipo de cable monofásico, termoestable y soporta temperaturas de hasta 90°C en régimen permanente, lo que le hace ideal para nuestra instalación.

Sección tramo Inversor – Bomba aerotérmica:

En este tramo la corriente es alterna, por lo que se utilizará la siguiente fórmula para el cálculo de la intensidad, utilizando los valores de potencia de salida del inversor para el cálculo de la misma:

$$I = \frac{P}{\cos\varphi \cdot U} = \frac{3000}{1 \cdot 230} = 13,04 \text{ A}$$

Además, se aplicará un coeficiente de seguridad de un 25%:

$$I_{TOTAL} = 13,04 \cdot 1,25 = \mathbf{16,3 \text{ A} < 21 \text{ A}}$$

La longitud de este tramo será de unos 5 metros, por lo tanto:

$$U_c = \frac{2 \cdot I \cdot L \cdot \rho \cdot \cos\varphi}{A} = \frac{2 \cdot 16,3 \cdot 5 \cdot 0,017 \cdot 1}{1,5} = 1,48 \text{ V}$$

$$\Delta U_c(\%) = \frac{U_c \cdot 100}{U} = \mathbf{0,64 \% < 1,5 \%}$$

Una vez obtenido el valor de corriente, seleccionamos a través de la tabla la sección que mejor se ajusta a nuestra intensidad.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0.3D						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D						3x PVC			3x XLPE o EPR			
G		Cables unipolares separados mínimo D								3x PVC		3x XLPE o EPR		
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50				117	125	133	145	159	175	188	250
			70		94	103	149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
300				360	404	423	484	524	565	640	821			

Tabla 17: Selección de conductor para tramo Inversor – Bomba aerotérmica (Fuente: [24]).

Nuestros conductores irán instalados directamente sobre la pared de nuestro tejado y serán del tipo **2 x XLPE con sección de 1,5 mm² y longitud de 5 metros**, ya que cumplen con la normativa de intensidad máxima y de caída de tensión sin ningún problema.

Se trata de un tipo de cable monofásico, termoestable y soporta temperaturas de hasta 90°C en régimen permanente, lo que le hace ideal para nuestra instalación.

5.10 SISTEMA DE PROTECCIONES

La instalación contará con un sistema de protecciones eléctricas de manera que se garantice la seguridad tanto de las personas como la de los dispositivos que componen la instalación.

Con los dispositivos de protección que se van a instalar, se garantizarán las siguientes protecciones:

- Protección de los conductores y del equipo instalado contra efectos excesivos de temperatura.
- Protección contra sobrecorrientes (cualquier corriente eléctrica en exceso, que puede ser causada por, un cortocircuito, una sobrecarga o una falla a tierra).
- Interrupción de la electricidad en el caso de un fallo en el sistema eléctrico o una selección inadecuada del dispositivo, evitando el riesgo de la seguridad de las personas.

Por lo tanto, se instalarán los siguientes dispositivos en función de las distintas protecciones necesarias en cada sección de la instalación:

Protecciones de corriente continua

Sobretensiones: para proteger el circuito contra todo tipo de sobretensiones de origen atmosférico, se colocará un interruptor automático en el circuito de corriente continua, sirviendo también como mecanismo de apertura del circuito en caso de reparación o mantenimiento.

Sobrecorrientes: los fenómenos de sobrecorrientes pueden ser altamente perjudiciales para todos los componentes electrónicos del sistema, así como el inversor. A pesar de que el inversor ya cuenta con protecciones contra sobrecorrientes, se instalarán fusibles electrónicos de protección en los circuitos de corriente continua.

Contactos directos e indirectos: para evitar los contactos entre conductores, todos los componentes de la instalación llevarán un aislamiento de clase II.

Protecciones de corriente alterna

Sobretensiones: Los componentes de nuestra instalación se encuentran protegidos contra sobretensiones de tipo III, ya que el inversor lleva esta protección incluida. A pesar de esto, se instalarán protecciones contra sobretensiones de tipo II a través de interruptores diferenciales.

Sobrecorrientes: Si atendemos al Real Decreto RD 900/2015 [40] y el RBET [41] se deberá instalar un interruptor general con una capacidad de corte superior a la corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Para ello, se utilizará un interruptor magnetotérmico que irá instalado en el circuito de corriente alterna. Además, este dispositivo también podrá activarse manualmente, de manera que se pueda utilizar para realizar labores de reparación y mantenimiento.

Contactos directos e indirectos: La instalación contará con un interruptor diferencial general con una sensibilidad de 300 mA de sensibilidad tipo A. Se trata de un diferencial de alta sensibilidad normalizado que cumple con las normas UNE EN 61008, UNE EN 61009 y UNE EN 60947-2, lo que nos proporciona una gran seguridad.

Cálculo del neutro

El conductor neutro se dimensionará atendiendo a las exigencias de la ITC-BT-06 [42] y la ITC-BT-07 [43], el cual nos exige que en instalaciones de 2 o 3 conductores, el conductor de neutro tendrá una sección igual a los conductores de fase.

Por lo tanto, el conductor de fase de nuestro circuito tendrá la siguiente sección en cada tramo:

Tramo Paneles en serie:

- Sección del conductor: 4 mm^2
- Sección del neutro: 4 mm^2

Tramo Paneles – Regulador – Baterías

- Sección del conductor: 4 mm^2
- Sección del neutro: 4 mm^2

Tramo Baterías – Regulador – Inversor

- Sección del conductor: $1,5 \text{ mm}^2$
- Sección del neutro: $1,5 \text{ mm}^2$

Tramo Inversor – Bomba aerotérmica

- Sección del conductor: $1,5 \text{ mm}^2$
- Sección del neutro: $1,5 \text{ mm}^2$

Cálculo de la toma a tierra

Para dimensionar la puesta a tierra de la instalación, se obtendrá en primer lugar la resistencia aproximada del terreno según el reglamento ITC-BT-18 [44], donde se establece la resistividad del terreno en base a su naturaleza.

La parte de corriente alterna y continua tendrá una puesta a tierra común, a través de dos picas verticales de 4 m de longitud y 14 mm de diámetro con una conexión a tierra mediante un conductor desnudo de cobre con sección de 35 mm². Los conductores de protección para la parte de corriente alterna tendrán una sección igual a los conductores de fase, según se especifica en la ITC-BT-18 [44], cuyas secciones son de 4 mm² y 1,5 mm² para los diferentes circuitos (plano 10).

El sistema que se va a instalar consta de dos picas verticales de 4 metros y un conductor de 8 metros horizontalmente enterrado. Teniendo en cuenta esto, en primer lugar se va a calcular la resistencia del terreno para posteriormente calcular la resistencia total aplicando el caso de las dos resistencias en paralelo.

Para calcular la resistividad del terreno de la instalación, nos dirigimos a la tabla 4 de la ITC-BT-18 [44]:

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Figura 31: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno (Fuente [24]).

Una vez obtenida la resistividad aproximada de nuestro terreno (500 Ohm.m), se calcula el valor de la resistencia del mismo a través de la siguiente fórmula:

Resistencia en el caso de una pica vertical de 4 metros:

$$R_p = \frac{r}{n \cdot L} = \frac{500}{1 \cdot 4} = 125 \, \Omega \quad (\text{ec. 22})$$

Donde:

- R_p : Resistencia de la tierra para la pica (Ω)
- r : Resistividad del terreno ($\frac{\Omega}{m}$)

- n: número de picas
- L: Longitud de la pica (m)

Resistencia en el caso del conductor horizontalmente enterrado de 6 metros de longitud:

$$R_C = \frac{2 \cdot r}{L} = \frac{2 \cdot 500}{8} = 125 \, \Omega \quad (\text{ec. 23})$$

Donde:

- R_P : Resistencia de la tierra para el conductor (Ω)
- r: Resistividad del terreno ($\frac{\Omega}{m}$)
- L: Longitud del conductor (m)

A continuación, se obtiene el valor de la resistencia total teniendo en cuenta que se instalarán dos resistencias en paralelo para la puesta a tierra:

$$R_T = \frac{R_P}{n^{\circ} \text{picas}} = 62,5 \, \Omega$$

Por último, una vez conocida la resistencia de nuestra puesta a tierra y la corriente de defecto en primer fallo impuesta por la sensibilidad de nuestro diferencial (300 mA), se comprueba que se cumple el valor de tensión de contacto para una correcta seguridad:

$$U_{cca} = I_{dca} \times R_{ca} \leq U_{cl}$$

Donde:

- U_{cca} : Tensión de contacto (V)
- I_{dca} : Corriente de defecto primer fallo (A)
- R_{ca} : Resistencia de la puesta a tierra (Ω)
- U_{cl} : Tensión límite de contacto (V)

$$U_{cca} = 0,3 \cdot 62,5 = 18,75 \, V \leq 24 \, V \quad (\text{ec. 24})$$

La condición se cumple sin problema, por lo que el dimensionamiento de la puesta a tierra es correcto.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] ¿Qué es el autoconsumo? Tipos de instalaciones de autoconsumo, <https://sotysolar.es/autoconsumo/instalacion>. [Último acceso: marzo 2019]
- [2] Efecto fotovoltaico, <https://solar-energia.net/definiciones/efecto-fotovoltaico.html>. [Último acceso: marzo 2019]
- [3] Tipos de paneles fotovoltaicos, <https://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar/paneles-solares> [Último acceso: febrero 2019]
- [4] Tipos de paneles fotovoltaicos, <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/panel-fotovoltaico/tipos> [Último acceso: febrero 2019]
- [5] Generador fotovoltaico, <https://cecu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/2%20fotovoltaica.htm#3.3%20Generador%20fotovoltaico> [Último acceso: marzo 2019]
- [6] Diferencia entre controlador de carga PWM y MPPT, <http://www.tritec-intervento.cl/productostritec/diferencia-entre-controlador-de-carga-pwm-y-mppt/> [Último acceso: marzo 2019]
- [7] Tipos de inversores, <https://autosolar.es/inversores> [Último acceso: marzo 2019]
- [8] Eficiencia y ahorro energético, https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_08_Guia_tecnica_agua_caliente_sanitaria_central_906c75b2.pdf [Último acceso: agosto 2019]
- [9] Termo eléctrico: tipos, sistemas y funcionamiento, <https://www.hogarsense.es/agua-caliente/termo-electrico> [Último acceso: marzo 2019]
- [10] Ahorro energético con aerotermia, <https://instalacionesyeficienciaenergetica.com/ahorro-energetico-con-aerotermia/> [Último acceso: marzo 2019]
- [11] Explotación Estadística Padrón Municipal de Habitantes 2017, https://www.icane.es/c/document_library/get_file?uuid=7888b087-2f52-4e32-b075-51b7f278e659&groupId=10138 [Último acceso: marzo 2019]
- [12] Google Maps, <https://www.google.es/maps/@43.4631459,-3.8471983,17.43z?hl=es>

[13] Código Técnico de la Edificación (CTE), Documento Básico HE, Ahorro de Energía. Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/DBHE.pdf> [Último acceso: marzo 2019]

[14] Documento de Apoyo al Documento Básico, <https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/realDecreto/RD3142006.pdf> [Último acceso: marzo 2019]

[15] Código Técnico de la Edificación (CTE), Documento Básico HE, Ahorro de Energía con comentarios del Ministerio de Fomento. Disponible en: <https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/DccHE.pdf> [Último acceso: marzo 2019]

[16] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> [Último acceso: marzo 2019]

[17] M. Ibáñez Plana, J.R. Rosell Polo, J.I. Rosell Urrutia. Tecnología solar. Ediciones Mundi-Prensa. 2005. [Último acceso: agosto 2019]

[18] BOE. Legislación consolidada, <https://www.boe.es/buscar/pdf/2003/BOE-A-2003-14408-consolidado.pdf> apartado i) [Último acceso: agosto 2019]

[19] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf [Último acceso: agosto 2019]

[20] Inversores Phoenix, <https://autosolar.es/pdf/Datasheet-Phoenix-Inverter-1200VA-5000VA-ES.pdf> [Último acceso: agosto 2019]

[21] Clima promedio Santander, <https://es.weatherspark.com/y/37498/Clima-promedio-en-Santander-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o> [Último acceso: agosto 2019]

[22] Recursos y Conocimientos Sobre Tecnología Industrial y Electrotecnia, <http://www.tecnologia-industrial.es/BOMBA%20DE%20CALOR.html>. [Último acceso: agosto 2019]

[23] Diagrama de Mollier, <https://egli-online.com/diagrama-de-mollier-r22-48/> [Último acceso: julio 2019]

[24] Guía técnica de aplicación: Instalaciones interiores, http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_19_feb09R2.pdf. [Último acceso: agosto 2019]

[25] Factor de corrección de K para superficies inclinadas <https://renovablesconsaburum.files.wordpress.com/2015/12/tablas-factor-correcion-k.pdf>

- [26] Daylight saving time jan.moesen.nu/daylight-calculator/?location=Santander%2C+Cantabria%2C+Spain&latitude=43.46230569999999&longitude=-3.8099803000000065 [Último acceso: agosto 2019]
- [27] Instalaciones autónomas, http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/calculo_aislados4.htm [Último acceso: agosto 2019]
- [28] Google Maps, <https://www.google.es/maps/@43.4631459,-3.8471983,17.43z?hl=es>
- [29] Declinación solar, <https://www.elbierzodigital.com/que-es-la-declinacion-solar/273197> [Último acceso: Septiembre 2019]
- [30] DB-HE Ahorro de energía, http://www.apici.es/wp-download/legislacion/CTE/CTE%20Parte%202%20DB%20HE-DA%201%20Zonas-climaticas-solar_v01.pdf [Último acceso: agosto 2019]
- [31] Javier Ponce. Tuberías Plásticas - la Clase y la Serie, <http://javiponce-formatec.blogspot.com/2013/11/tuberias-plasticas-la-clase-y-la-serie.html> [Último acceso: agosto 2019]
- [32] Single phase inverters, <https://autosolar.es/pdf/Solax-ficha-X1.pdf> [Último acceso: agosto 2019]
- [33] Raúl Martínez Estrada. Diagrama de Moody, <https://raulsmtz.wordpress.com/2011/03/30/diagrama-de-moody/> [Último acceso: agosto 2019]
- [34] Bombas hidráulicas Wilo Stratos, https://wilo.com/es/es/Productos-y-campos-de-aplicaci%C3%B3n/B%C3%BAsqueda-de-series/Wilo-Stratos_253.html [Último acceso: Septiembre 2019]
- [35] Instalaciones eléctricas en edificios, Norma UNE 20.460-3, <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0001183> [Último acceso: Septiembre 2019]
- [36] Intensidades máximas admisibles en conductores para instalación enterrada, Norma UNE 20460-5-523, <http://www.tecnigal.com/gestion/descargas/docs/Tablas.pdf> [Último acceso: Septiembre 2019]
- [37] Carlos Sellés Huidobro. Instalación solar fotovoltaica (110 kWp) conectada a la red en la cubierta de un polideportivo. [Último acceso: agosto 2019]
- [38] Inversor de Conexión a Red Solax X1-3.0T Boost 3000VA <https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-solax-x1-30t-boost-3000va?gclid=CjwKCAjwwvfrBRBIEiwA2nFiPfFHre7rPKHXUqbz->

dKltFaiPyVlJ_E_lIga7rpcMDo6nKU0T1QqMshoC6bUQAvD_BwE [Último acceso: Septiembre 2019]

[39] Inversores Phoenix, <https://autosolar.es/pdf/Datasheet-Phoenix-Inverter-1200VA-5000VA-ES.pdf> [Último acceso : agosto 2019]

[40] Disposiciones generales RD 900/2015, https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927 [Último acceso: Septiembre 2019]

[41] Reglamento de baja tensión, http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx [Último acceso: Septiembre 2019]

[42] Redes aéreas para distribución en baja tensión, http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_06.pdf [Último acceso: Septiembre 2019]

[43] Redes subterráneas para distribución en baja tensión, http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_07.pdf [Último acceso: Septiembre 2019]

[44] Instalaciones de puesta a tierra, [f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_18.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_18.pdf) [Último acceso: Septiembre 2019]

DOCUMENTO 2. ANEXOS

DOCUMENTO 2. ANEXOS.....	83
ANEXO 1. FICHAS TÉCNICAS	84
1 TERMO ELÉCTRICO.....	84
2 BOMBA DE CALOR.....	855
3 INTERACUMULADOR.....	86
4 PANELES FOTOVOLTAICOS	88
5 ACUMULADOR CON SERPENTÍN FIJO PARA HIBRIDACIÓN	90
6 PANELES HÍBRIDOS	93
7 INVERSOR MUST SOLAR	94

ANEXO 1. FICHAS TÉCNICAS

1 TERMO ELÉCTRICO

SERIE PREMIUM

GZT 500

Máximo ahorro y durabilidad. La combinación perfecta.

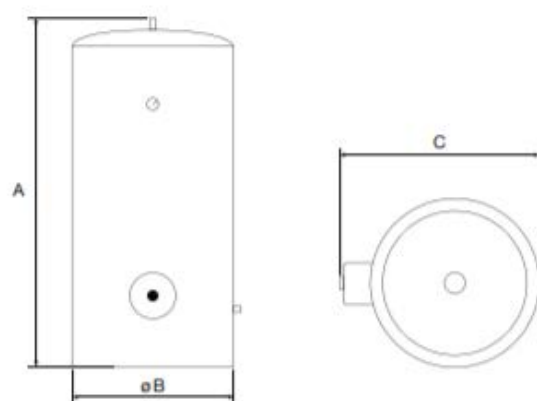


CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

	Código	Capacidad [L]	Potencia [W]	Tensión [V]	Consumo mant. 65°C kWh/24h	Tiempo de calentamiento [65°C, Δt=50°C]	Constante enfriamiento [H]	ERP	Perfil
GZT 500 L	292001	500	5000	400 V 3N (transformable en 230 V)	2,72	Sh 53 min	0,11	E	L

MEDIDAS

	Código	Dimensiones (mm)			Peso [Kg]	Tomas
		A	B ø	C		
GZT 500 L	292001	1840	750	850	154	1"



AJUSTE DE LA TEMPERATURA

Posición	máx. 30 °C
Posición	aprox. 40 °C
Posición	aprox. 65 °C
Posición	aprox. 85 °C

Produktdatenblatt ErP (Richtlinie 2010 / 30 / EU)**Product fiche ErP (Directive 2010 / 30 / EU)**



Werte nur gültig mit Austria Email Isolierung / Values only valid with Austria Email insulation

Artikelnummer Item number	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
		l	l			%	kWh	kWh	kWh	kWh	°C	dB
A21942	THERMOR 500 L / 5KW	500	760	L	C	37,4	2.794	13,039	0,000	0,000	60,0	15

A		Artikelnummer / Item number
B	V (l)	Modell / Model
C	V40 (l)	Speichervolumen / Tank volume
D		Mischwasservolumen / Mixed water volume
E		Lastprofil / Load profil
F	η _{wh} (%)	Energieeffizienzklasse / Energy efficiency class
G	AEC (kWh)	Energieeffizienz / Energy efficiency
H	Q _{elec} (kWh)	Jährlicher Stromverbrauch / Annual electricity consumption
I	Q _{elec-week-smart} (kWh)	Tägliche Stromverbrauch / Daily electricity consumption
J	Q _{elec-week} (kWh)	Stromverbrauch smart / Electricity consumption with smart
K	T _{set} (°C)	Stromverbrauch ohne smart / Electricity consumption without smart
L	LWA (dB)	Temperatureinstellung Temperaturregler / Temperature setting thermostat
		Schallleistungspegel in Innenräumen / Sound power level indoor

23.02.2016

2 BOMBA DE CALOR

UNIDADES EXTERIORES MONOFÁSICAS					ERHQ011BV3	
CON UNIDADES INTERIORES MODELO:					EHBX11CB3V	
Temperatura	ambiente	impulsión				
Calefacción	7	45	Capacidad Nominal/Consumo	kW	10,30 / 3,06	
			COP		3,37	
	7	35	Capacidad Nominal/Consumo	kW	11,20 / 2,46	
			COP		4,55	
Refrigeración	35	7	Capacidad Nominal/Consumo	kW	10,00 / 3,60	
			EER		2,78	
	35	18	Capacidad Nominal/Consumo	kW	13,90 / 3,79	
			EER		3,67	
Refrigerante R-410A			kg / TCO ₂ eq / PCA		2,7 / 5,6 / 2.087,5	
Dimensiones		Al.xAn.xF.		mm	1.170 x 900 x 320	
Peso				Kg	103	
Compresor					SCROLL	
Potencia sonora		Refrig. / Calef.		dB(A)	64 / 64	
Presión sonora		Refrig. / Calef.		dB(A)	50 / 49	
Alimentación eléctrica					1 / 220 V (monofásico)	
Conexión Refrigerante		Líquido - Gas		mm	Ø 9,5 (3/8") - Ø 15,9 (5/8")	
Distancias línea refrigerante				m	5<d<75	
Clase de eficiencia energética 55°C LOT1					A+	
Clase de eficiencia energética 35°C LOT1					A	
Precio				€	3.223.00 €	

3 INTERACUMULADOR

Acumuladores para ACS Serpentín fijo

ATK 1500S



- Capacidad 1.500 litros.
- Acero de carbono S355J2.
- Espesor de vitrificado entre 200 - 250 micras.
- Aislamiento de poliuretano flexible de 80 mm de espesor.
- Forro de protección de aislamiento en polipiel.
- Ánodo de magnesio para protección contra la corrosión.
- Incorpora un serpentín de 3,86 m² de superficie.

SERIE ATK-S, ESPECIFICACIONES DE CAPACIDAD DEL CALENTADOR DE AGUA DE SERPENTÍN FIJO

Volumen total	lt	1500	
		lt/h	kW

CAPACIDAD CONTINUA:

ENTRADA DE AGUA FRÍA 10°C - SALIDA DE AGUA CALIENTE 45°C

Temperatura del fluido de calentamiento	90 °C	3350	136,3
	80 °C	2640	107,4
	70 °C	2070	84,2
	60 °C	1035	42,1
	50 °C	816	33,2

CAPACIDAD CONTINUA:

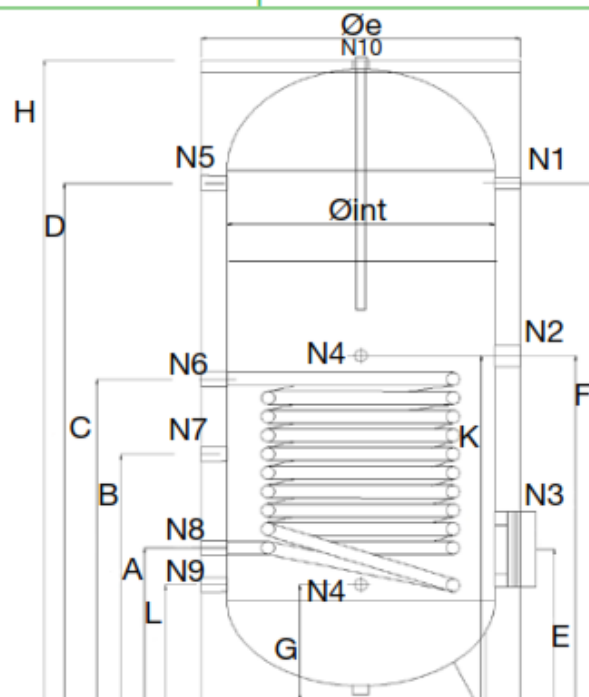
ENTRADA DE AGUA FRÍA 10°C - SALIDA DE AGUA CALIENTE 60°C

Temperatura del fluido de calentamiento	90 °C	2080	120,9
	80 °C	1640	95,3
	70 °C	1162	67,5

TEMPERATURA MÁXIMA: 95°C

PRESIÓN MÁXIMA: 10 bar

Características específicas



Especificaciones de tamaño

ATK1500S

Volumen total	V(lt)	1500
Diámetro del cuerpo	Øe (mm)	1120
Altura total	H (mm)	2300
Sonda/Termómetro	N4-N1 (inch)	1/2"
Resistencia	N2 (inch)	2"
Boca de limpieza	N3 (mm)	400
Salida de ACS/ Entrada agua fría	N5-N9 (inch)	1 1/4"
Diámetro serp.	N6-N8 (inch)	1 1/4"
Diámetro de circulación	N7 (inch)	1 1/4"
Ánodo de magnesio	N10 (inch)	1 1/4"
Superficie serpentín	S (m²)	3,86
Tipo de aislamiento	t(mm)	sp / 80
Peso neto	G (Kg)	352
Peso bruto	G (Kg)	380

Cotas desde la base del acumulador (mm)

ATK1500S

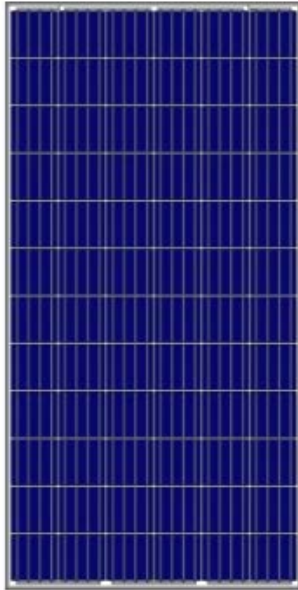
A	Salida serpentín	420
B	Recirculación	775
C	Entrada serpentín	1125
D	Salida ACS/ Termómetro	1980
E	Boca de limpieza	560
F	Resistencia	1215
G/K	Entrada para sonda	325/1205
H	Altura	2300
L	Entrada de agua	325
Øe	Diámetro exterior	1120
Øint	Diámetro interior	960

4 PANELES FOTOVOLTAICOS



AS-6P

POLYCRYSTALLINE MODULE



Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

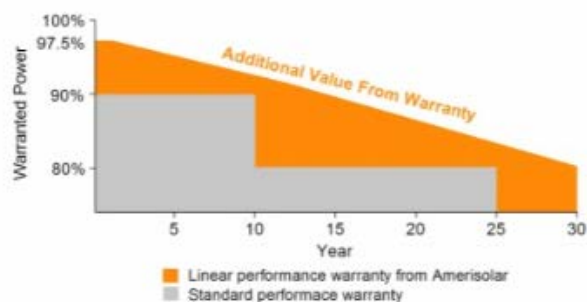
- High module conversion efficiency up to 17.52% by using high efficient solar cells and advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, CE, CQC, CGC, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), Kemco(South Korea), KS(South Korea), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power (P_{max})	300W	305W	310W	315W	320W	325W	330W	335W	340W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	45.3V	45.4V	45.5V	45.6V	45.7V	45.8V	45.9V	46.0V	46.1V
Short Circuit Current (I_{SC})	8.68A	8.76A	8.85A	8.93A	9.04A	9.15A	9.26A	9.38A	9.50A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V	37.3V	37.4V	37.5V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.18A	8.29A	8.41A	8.52A	8.63A	8.74A	8.85A	8.96A	9.07A
Module Efficiency (%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75	17.01	17.26	17.52
Operating Temperature	-40°C to +85°C								
Maximum System Voltage	1000V DC								
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)								
Maximum Series Fuse Rating	15A								

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5**ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT**

Nominal Power (P_{max})	221W	224W	228W	232W	236W	239W	243W	247W	251W
Open Circuit Voltage (V_{OC})	41.7V	41.8V	41.9V	42.0V	42.1V	42.2V	42.3V	42.4V	42.5V
Short Circuit Current (I_{SC})	7.03A	7.10A	7.17A	7.23A	7.32A	7.41A	7.50A	7.60A	7.70A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	33.4V	33.5V	33.6V	33.7V	33.8V	33.9V	34.0V	34.1V	34.2V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.62A	6.69A	6.79A	6.89A	6.98A	7.05A	7.15A	7.25A	7.34A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s**MECHANICAL CHARACTERISTICS**

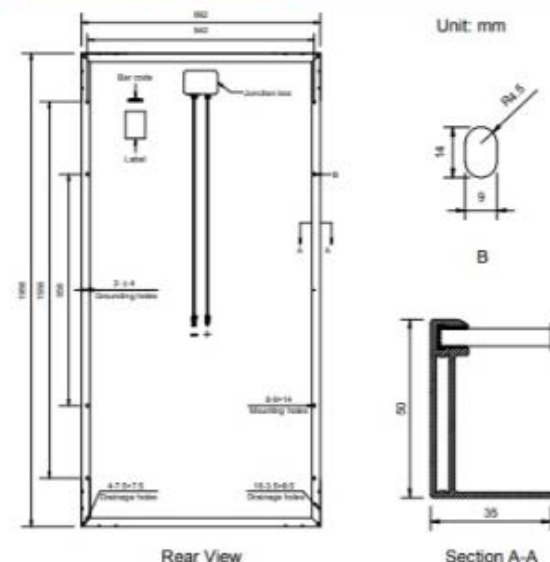
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	23kg (50.7lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

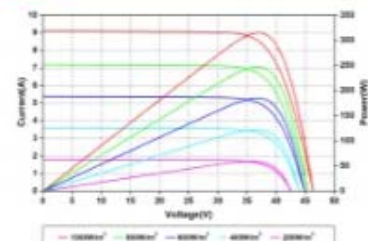
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{OC}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{SC}	0.05%/°C

PACKAGING

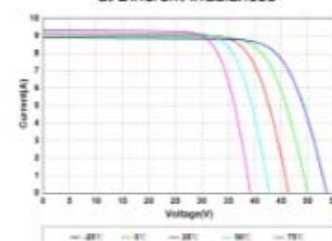
Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210pcs
Module quantity per 40' container	462pcs(GP)/506pcs(HQ)

ENGINEERING DRAWINGS

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

IV CURVES

Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

5 ACUMULADOR CON SERPENTÍN FIJO PARA HIBRIDACIÓN

MASTER INOX "SSB"

Depósitos para **PRODUCCIÓN / ACUMULACIÓN DE ACS**, desde **1.500 a 6.000** litros de capacidad.


Conjunto de serpentines SOBREDIMENSIONADO para producción de ACS, diseñado específicamente para la aplicación de **ENERGÍAS RENOVABLES**, en especial la **ENERGÍA SOLAR**.


Las superficies de intercambio térmico en toda la gama, cumplen con lo exigido en el RITE para instalaciones SOLARES. Pueden equiparse con resistencias eléctricas de inmersión o resistencias eléctricas cerámicas en la parte superior del depósito, como calentamiento de apoyo.

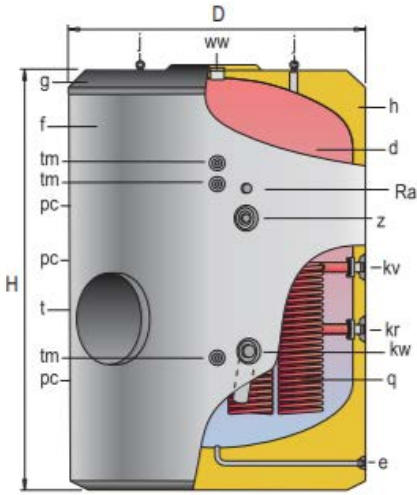
Con boca lateral de paso de hombre BH DN400 para acceso al interior del depósito, inspección y tratamientos de limpieza y mantenimiento.

Aislado térmicamente con espuma rígida de poliuretano PU inyectada en molde, de 80 mm. de espesor, con pieza aislante del mismo material en la BH DN400 lateral.

Suministro opcional de conjunto de forro externo acolchado en PVC y conjunto embellecedores, forro especial para exteriores o forrado con chapa de aluminio ALUNOX (pág.: 57).







t - Boca de hombre DN 400
d - Depósito acumulación ACS
f - Forro externo
g - Cubierta superior
h - Aislamiento térmico
j - Cáncamos para transporte
q - Serpentes desmontables

CARACTERÍSTICAS GENERALES		MXV-1500-SSB	MXV-2000-SSB	MXV-2500-SSB	MXV-3000-SSB	MXV-3500-SSB	MXV-4000-SSB	MXV-5000-SSB	MXV-6000-SSB
Capacidad ACS	L.	1500	2000	2500	3000	3500	4000	5000	6000
D: Diámetro exterior	mm.	1360	1360	1660	1660	1660	1910	1910	1910
H: Altura total	mm.	1830	2280	2015	2305	2580	2310	2710	3210
Diagonal	mm.	2281	2655	2611	2841	3068	2998	3316	3735
kw: entrada agua red	" GAS/M	2	2	2	2	3	3	3	3
ww: salida ACS	" GAS/M	2	2	3	3	3	3	3	3
z: recirculación ACS	" GAS/M	1 1/2	1 1/2	2	2	2	2	2	2
e: vaciado	" GAS/M	1	1	1	1	1	1	1	2
R: conexión lateral	" GAS/H	2	2	2	2	2	2	2	2
pc: conexión "lapesa correx-up"	" GAS/H	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
tm: conexión sensores	" GAS/H	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
kv: entrada primario	" GAS/M	2	2	2	2	2	2	2	2
kr: retorno primario	" GAS/M	2	2	2	2	2	2	2	2
Superficie conjunto serpentines	m²	4,2	5,0	6,1	8,4	8,4	8,4	10,0	10,0
Peso en vacío (aprox.)	Kg	315	365	500	565	590	665	745	817

Nota: El depósito de 6.000 litros incorpora patas de apoyo.

MASTER INOX - SERPENTÍN - SSB [Producción ACS (litros/hora) en continuo 10°C - 45°C]									
TEMPERATURA ENTRADA PRIMARIO °C		55 °C		70 °C		80 °C		90 °C	
modelo	caudal bomba primario (m³/h)	KW	ACS (l/h)	KW	ACS (l/h)	KW	ACS (l/h)	KW	ACS (l/h)
MXV-1500-SSB	3	53	1304	92	2264	119	2928	146	3593
	5	63	1550	113	2781	147	3617	180	4429
	8	72	1772	132	3248	172	4232	211	5192
MXV-2000-SSB	3	61	1501	107	2633	141	3470	174	4282
	5	74	1821	134	3297	178	4380	220	5414
	8	86	2116	158	3888	212	5217	262	6447
MXV-2500-SSB	3	64	1575	119	2928	161	3962	199	4897
	5	78	1919	149	3666	204	5020	251	6176
	8	90	2215	177	4355	243	5979	299	7357
MXV-3000-SSB	3	83	2042	156	3839	211	5192	263	6472
	5	102	2510	197	4848	268	6595	337	8293
	8	120	2953	234	5758	321	7899	406	9990
MXV-3500-SSB	3	83	2042	156	3839	211	5192	263	6472
	5	102	2510	197	4848	268	6595	337	8293
	8	120	2953	234	5758	321	7899	406	9990
MXV-4000-SSB	3	83	2042	156	3839	211	5192	263	6472
	5	102	2510	197	4848	268	6595	337	8293
	8	120	2953	234	5758	321	7899	406	9990
MXV-5000-SSB	3	100	2461	177	4364	243	5973	301	7401
	5	125	3076	226	5569	314	7715	392	9657
	8	148	3642	271	6677	379	9319	477	11732
MXV-6000-SSB	3	100	2461	177	4364	243	5973	301	7401
	5	125	3076	226	5569	314	7715	392	9657
	8	148	3642	271	6677	379	9319	477	11732

MASTER INOX - SERPENTÍN - SSB [Producción ACS (litros/hora) en continuo 10°C - 60°C]								
TEMPERATURA ENTRADA PRIMARIO °C		70 °C		80 °C		90 °C		
modelo	caudal bomba primario (m³/h)	KW	ACS (l/h)	KW	ACS (l/h)	KW	ACS (l/h)	
MXV-1500-SSB	3	59	1016	87	1499	115	1981	
	5	72	1240	108	1860	143	2463	
	8	85	1464	128	2205	168	2894	
MXV-2000-SSB	3	68	1171	104	1791	137	2360	
	5	86	1481	131	2256	174	2997	
	8	102	1757	157	2704	209	3600	
MXV-2500-SSB	3	76	1312	118	2040	157	2697	
	5	96	1654	151	2595	199	3429	
	8	114	1969	180	3107	238	4103	
MXV-3000-SSB	3	100	1722	155	2670	208	3583	
	5	127	2188	198	3411	268	4616	
	8	151	2601	238	4100	323	5564	
MXV-3500-SSB	3	100	1722	155	2670	208	3583	
	5	127	2188	198	3411	268	4616	
	8	151	2601	238	4100	323	5564	
MXV-4000-SSB	3	100	1722	155	2670	208	3583	
	5	127	2188	198	3411	268	4616	
	8	151	2601	238	4100	323	5564	
MXV-5000-SSB	3	113	1948	179	3077	238	4094	
	5	144	2477	232	3992	312	5368	
	8	172	2964	281	4833	380	6540	
MXV-6000-SSB	3	113	1948	179	3077	238	4094	
	5	144	2477	232	3992	312	5368	
	8	172	2964	281	4833	380	6540	

MASTER INOX - SERPENTÍN modelos - SSB - (Producción ACS - caudal punta -)		MXV1500 SSB	MXV2000 SSB	MXV2500 SSB	MXV3000 SSB	MXV3500 SSB	MXV4000 SSB	MXV5000 SSB	MXV6000 SSB
Caudal punta a 40°C	L/10'	2925	3900	4875	5850	6825	7800	10840	12790
Caudal punta a 45°C	L/10'	2500	3325	4175	5000	5850	6675	9235	10910
Caudal punta a 60°C	L/10'	1750	2325	2925	3500	4075	4675	6325	7500
Caudal punta a 40°C	L/60'	7675	9725	11550	14600	15575	16550	21740	23690
Caudal punta a 45°C	L/60'	6450	8150	9735	12275	13125	13950	18010	19680
Caudal punta a 60°C	L/60'	3875	4950	5930	7400	7975	8575	11065	12240
Caudal continuo a 40°C	Ltrs/h	5700	7000	8010	10500	10500	10500	13080	13080
Caudal continuo a 45°C	Ltrs/h	4750	5800	6675	8750	8750	8750	10530	10530
Caudal continuo a 60°C	Ltrs/h	2550	3150	3605	4700	4700	4700	5690	5690
Tiempo de calentamiento (de 10 a 75°C)	Min	60	65	65	65	76	87	102	110
Caudal de agua de calefacción	m³/h	8	8	8	8	8	8	8	8

Complementos

lapesa

Resistencias eléctricas

Resistencias eléctricas para secundario

Resistencias eléctricas de inmersión, no incluidas en el suministro del depósito, pueden ser montadas en todas las instalaciones de depósitos de acumulación y producción de ACS MASTER, ya sea directamente para producción de A.C.S. o para apoyo de otros sistemas de calentamiento.

Fabricadas conforme a la Directiva Europea de Baja Tensión 2006/95/CEE, con baja densidad de carga específica para evitar deposiciones de cal.

Se compone básicamente de una resistencia eléctrica que debe ser montada con un casquillo aislante en las conexiones de 2" GAS del depósito acumulador. La conexión eléctrica de la resistencia a la toma de red se realizará a través de cables conductores (no incluidos en el suministro) ya sea con conexión en triángulo (230 V III) o en estrella (400 V III).



Características técnicas		RA4/2-60	RA4/2-90	RA4/2-120
Potencia	kW	6	9	12
Voltaje	V	230/ 400~3F	230/ 400~3F	230/ 400~3F
Conexión	"GAS/M	2	2	2
Resistencia de producción indicada para depósitos	litros	1500...2500	3000...6000	4000...6000
Resistencia de apoyo indicada para depósitos	litros	1500...6000	1500...6000	2500...6000

6 PANELES HÍBRIDOS

Características generales

Tamaño de célula	156x156mm
Nº de células	60
Vidrio frontal	3.2mm vidrio templado
Peso (vacío)	45.8 kg
Dimensiones (LxAxE)	1645 x 978 x 93(+25)mm
Caja de conexiones	IP65 / IP67 disponibles
Longitud de cable	1000mm
Sección de cable	4mm ²
Nº de diodos	3
Conectores	MC4 compatible
Marco	Aluminio

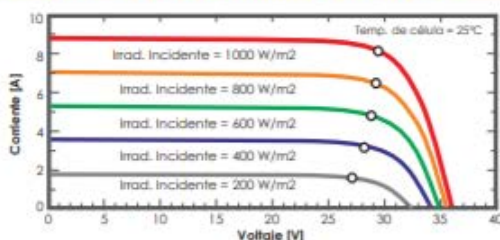
Especificaciones eléctricas

Valores testados bajo Condiciones Estándar STC (AM 1.5, Irradiancia 1000 W/m², Temperatura de Célula 25°C)

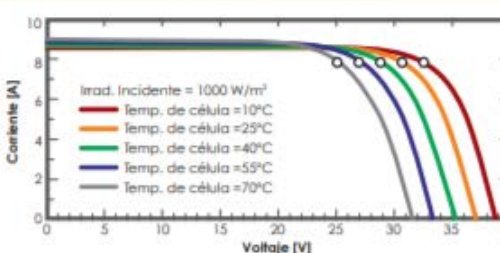
Potencia nominal (P _{max})	255 Wp
Voltaje nominal (V _{mp})	31.65 V
Corriente nominal (I _{mp})	8.06 A
Voltaje de Circuito Abierto (V _{oc})	38.58 V
Corriente de Cortocircuito (I _{sc})	9.06 A
Tolerancia de potencia	0 + 4.99 Wp
Eficiencia del módulo	15.98%
Coeficiente temp. voltaje	-0.37%/K
Coeficiente temp. intensidad	+0.06%/K
Coeficiente temp. potencia	-0.47%/K
Voltaje máximo del sistema	DC 1000V (TUV)
Tº de funcionamiento	-40°C / +85°C
Corriente inversa máxima	15A
Nivel de protección IP	IP65
Clase de seguridad	II

Los paneles Ecomesh se diferencian por disponer la tecnología CTA, que mejora el rendimiento global, recuperando el calor que otros paneles pierden por su cara frontal. Esta tecnología ha sido validada, patentada, testada e instalada por Endef Engineering.

Curva I-V según la irradiancia incidente



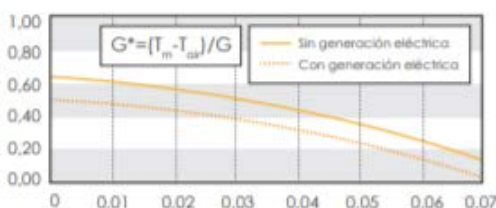
Curva I-V según la temperatura



Especificaciones Térmicas

Presión máxima	10 bar
Recuperador	Cobre
Capacidad	1,2 L
Rendimiento óptico (η _o)	0.51
Coef. pérdidas térmicas, α1	4.93 W/m²K
Coef. pérdidas térmicas, α2	0.021 W/m²K²
Pérdida de presión	0.04 bar

Rendimiento Térmico



Fabricado en la UE



CENER
ADITECH



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

© Endef Engineering S.L. Reservados todos los derechos. Los datos incluidos en el presente documento están sujetos a modificación sin previo aviso.

☎ 976 365 811
🌐 www.ecomesh.es
✉ info@endef.com

ecomesh
by Endef

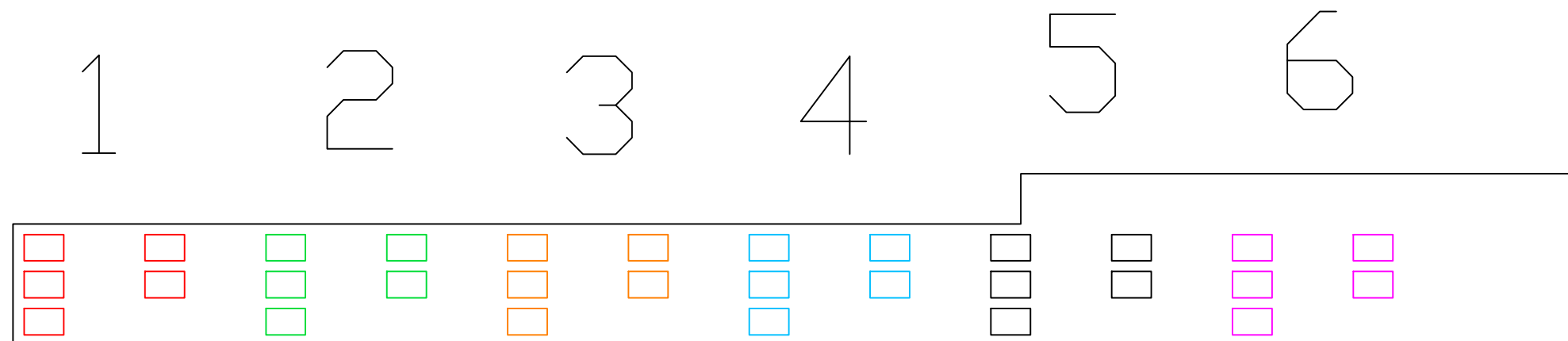
7 INVERSOR MUST SOLAR

Especificaciones

MODELO		PV35-4K		PV35-5K	PV35-6K	PV35-8K	PV35-10K	PV35-12K	
Voltaje de Baterías del Sistema		24V	48V	48V	48V	48VDC	48VDC	48VDC	
SALIDA INVERSOR	Potencia del Inversor	4KW		5KW	6KW	8.0KW	10.0KW	12.0KW	
	Pico potencia (20ms)	12KW		15.0KW	18.0KW	24.0KW	30.0KW	36.0KW	
	Capacidad arranque motores	2HP		2HP	3HP	4HP	5HP	6HP	
	Tipo de Onda	Onda pura / igual que en la entrada (modo bypass)							
	Voltaje nominal salida RMS	220V/230V/240VAC (+/-10% RMS)							
	Frecuencia de salida	50Hz/60Hz +/-0.3 Hz							
	Eficiencia del inversor (Pico)	>85%					>88%		
	Eficiencia modo red	>95%							
ENTRADA AC	Factor de potencia	0.8							
	Tiempo de transferencia típico	10ms(max)							
	Voltaje	230VAC							
	Rango voltaje seleccionable	154~272VAC(Para ordenadores)							
BATERÍA	Rango frecuencia	50Hz/60Hz (Automático)							
	Voltaje mínimo arranque	20.0VDC/21.0VDC for 24VDC mode (40.0VDC/42.0VDC for 48VDC mode)							
	Voltaje batería baja	21.0VDC +/-0.3V for 24VDC mode (42.0VDC +/-0.6V for 48VDC mode)							
	Voltaje desconexión batería baja	20.0VDC +/-0.3V for 24VDC mode (40.0VDC +/-0.6V for 48VDC mode)							
	Alarma alto voltaje	32.0VDC +/-0.3V for 24VDC mode (64.0VDC +/-0.6V for 48VDC mode)							
	Recuperacion alarma alto voltaje	31.0VDC +/-0.3V for 24VDC mode (62.0VDC +/-0.6V for 48VDC mode)							
	Consumo en vacío / modo espera	<25W con ahorro de energía					<25W con ahorro de energía		
CARGADOR AC	Voltaje cargador	En función voltaje batería							
	Térmico protección entrada AC	30A		30A	30A	40A	50A	63A	
	Protección sobrecarga	31.4VDC para modelo 24VDC (62.8VDC para modelo 48VDC)							
	Máxima corriente de carga	65A	40A	35A	40A	70A	80A	100A	
BTS	Potencia continua salida	En función de la demandada y con regulación según temperatura batería							
PROTECCIÓN Y BYPASS	Onda de entrada	Senoidal (red o generador)							
	Frecuencia nominal entrada	50Hz o 60Hz							
	Protección sobrecarga	Térmico							
	Protección cortocircuito salida	Térmico							
	Potencia térmico de bypass	40A					80A	80A	80A
	Corriente máxima bypass	40Amp					80Amp		
REGULADOR MPPT	Máxima corriente carga FV	60A					60A(120A Opcional)		
	Voltaje DC	24V/48V Automático					48V		
	Potencia carga FV	1600W	3200W	3200W	3200W	3200W(6400W para modelo 120A)			
	Rango operativo MPPT	32-145VDC para 24V ,64-147V para 48V					64~147VDC		
	Voltaje Maximo FV Circuito abierto	147VDC							
	Eficiencia máxima	>98%							
	Consumo en stand-by	<2W							
Instalación		En pared							

DOCUMENTO 3. PLANOS

DOCUMENTO 3. PLANOS	95
PLANO 01. ALTERNATIVA 1.....	96
PLANO 02. ALTERNATIVA 2.....	97
PLANO 03. ALTERNATIVA 3.....	98
PLANO 04. ALTERNATIVA 4.....	99
PLANO 05. ALTERNATIVA 5.....	100
PLANO 06. ALTERNATIVA 6.....	101
PLANO 07. ALTERNATIVA 7.....	102
PLANO 08. ALTERNATIVA 8.....	103
PLANO 09. DISTRIBUCIÓN	104
PLANO 10. TRAMOS CABLEADO Y PUESTA A TIERRA.....	105
PLANO 11. PROTECCIONES	1066



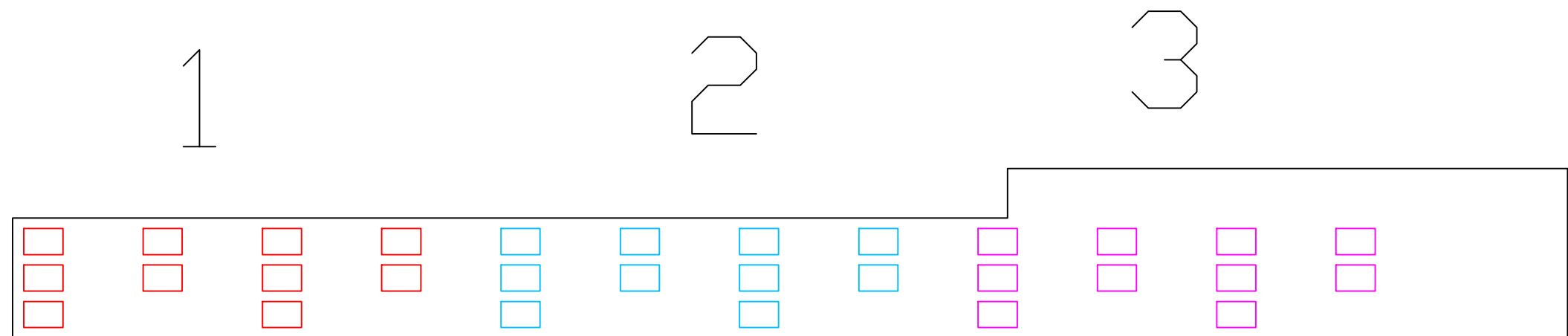
Leyenda:

Paneles en serie 1 // Paneles en serie 2

Paneles en serie 3 // Paneles en serie 4

Paneles en serie 5 // Paneles en serie 6

Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
1		Autor	PABLO MARTÍN
Escala	Titulo del plano	Suervisor	I. FERNANDÉZ
1:20	ALTERNATIVA 1	Fecha	AGOSTO 2019
		Idioma	ESPAÑOL
		Hoja:	1/1



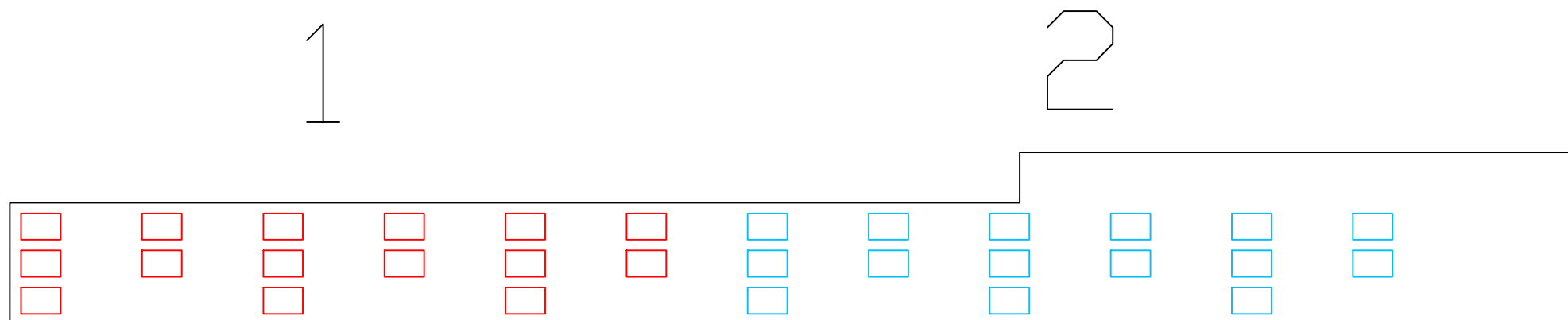
Leyenda:

Paneles en serie 1

Paneles en serie 2

Paneles en serie 3

Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
2			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
Escala	Titulo del plano		Autor	PABLO MARTÍN
1:20	ALTERNATIVA 2		Suervisor	I. FERNÁNDEZ
			Fecha	AGOSTO 2019
			Idioma	ESPAÑOL
			Hoja:	1/1

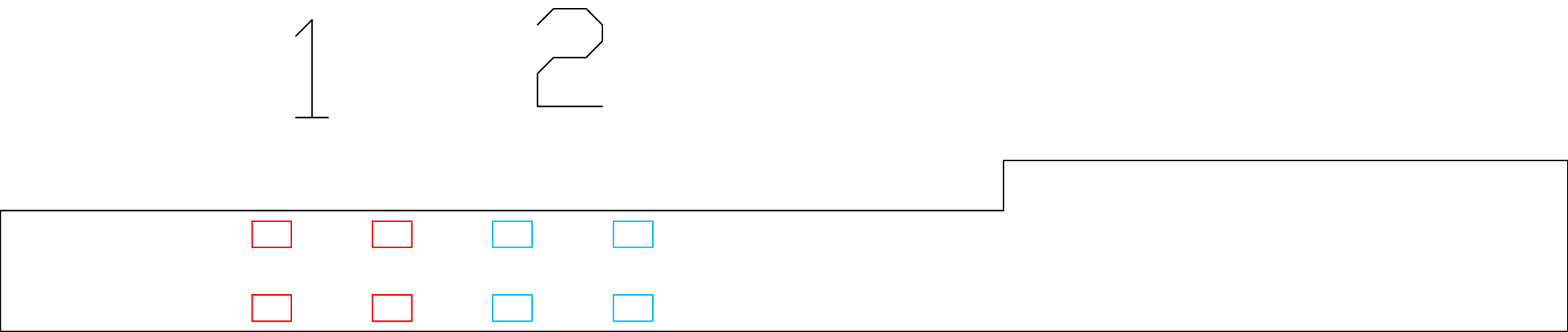


Leyenda:

Paneles en serie 1

Paneles en serie 2

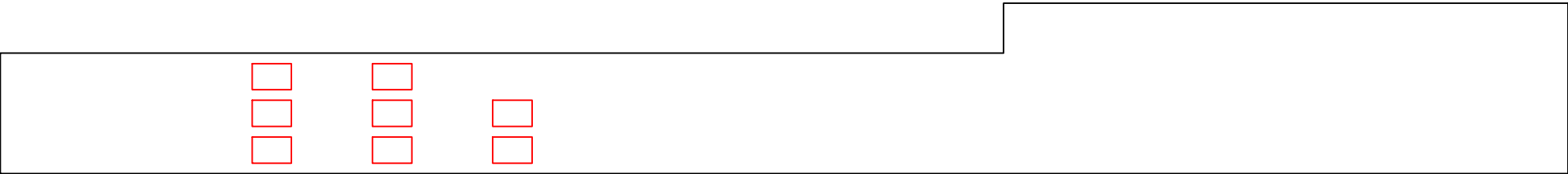
Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
3			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
Escala	Titulo del plano		Autor	PABLO MARTÍN
1:20	ALTERNATIVA 3		Suervisor	I. FERNANDÉZ
			Fecha	AGOSTO 2019
			Idioma	ESPAÑOL
			Hoja:	1/1



Leyenda:

Paneles en serie 1 // Paneles en serie 2

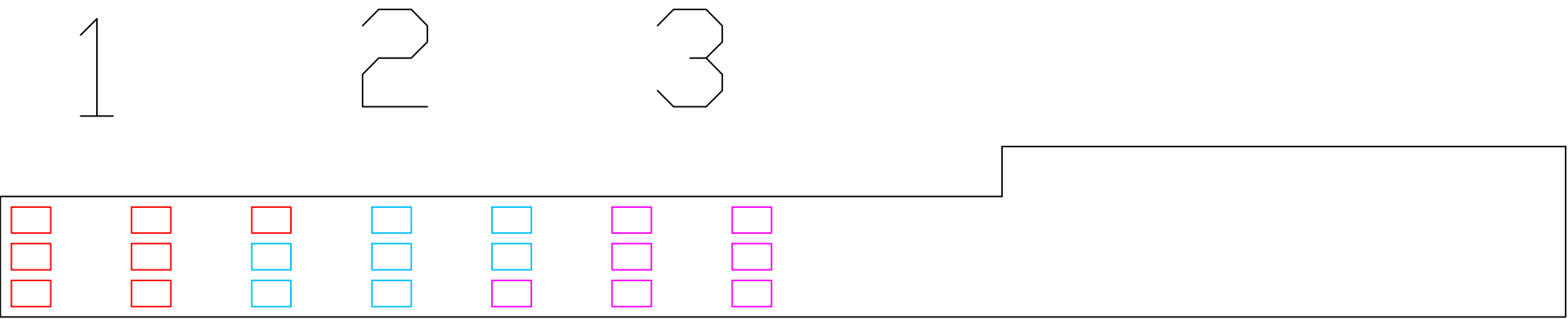
<i>Nº Plano</i>	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
4			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
<i>Escala</i>	<i>Título del plano</i>		<i>Autor</i>	PABLO MARTÍN
1:20	ALTERNATIVA 4		<i>Suervisor</i>	I. FERNANDÉZ
			<i>Fecha</i>	AGOSTO 2019
			<i>Idioma</i>	ESPAÑOL
			<i>Hoja:</i>	1/1



Leyenda:

Paneles en serie

Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
5			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
Escala	Titulo del plano		Autor	PABLO MARTÍN
1:20	ALTERNATIVA 5		Suervisor	I. FERNANDÉZ
			Fecha	AGOSTO 2019
			Idioma	ESPAÑOL
			Hoja:	1/1

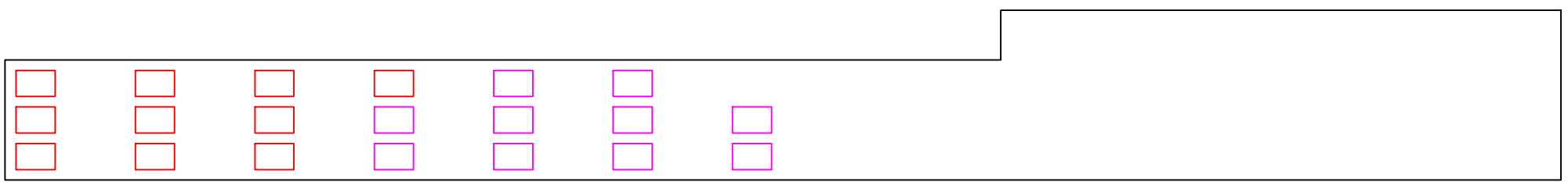


Leyenda:

Paneles en serie 1 // Paneles en serie 2 // Paneles en serie 3

<i>Nº Plano</i>	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
6			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
<i>Escala</i>	<i>Título del plano</i>		<i>Autor</i>	PABLO MARTÍN
1:20	ALTERNATIVA 6		<i>Suervisor</i>	I. FERNANDÉZ
			<i>Fecha</i>	AGOSTO 2019
			<i>Idioma</i>	ESPAÑOL
			<i>Hoja:</i>	1/1

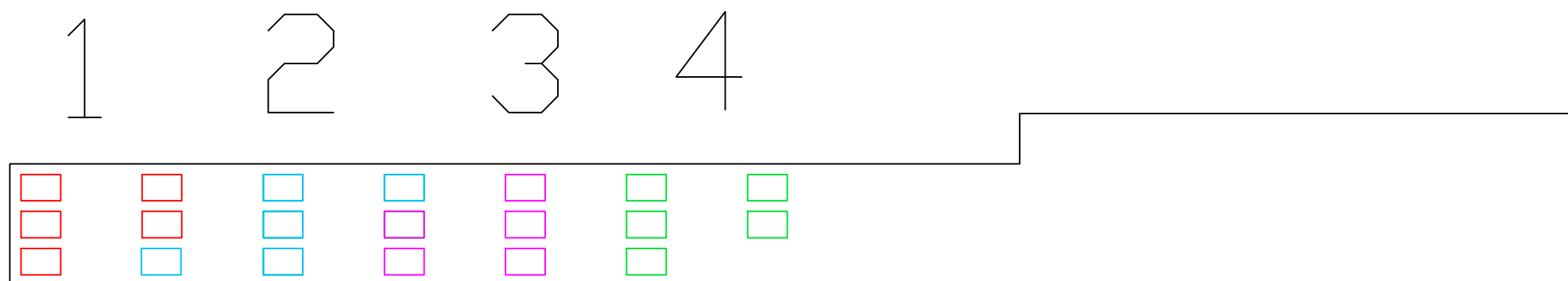
1 2



Leyenda:

Paneles en serie 1 // Paneles en serie 2

Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
7			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
Escala	Titulo del plano		Autor	PABLO MARTÍN
1:20	ALTERNATIVA 7		Suervisor	I. FERNANDÉZ
			Fecha	AGOSTO 2019
			Idioma	ESPAÑOL
			Hoja:	1/1



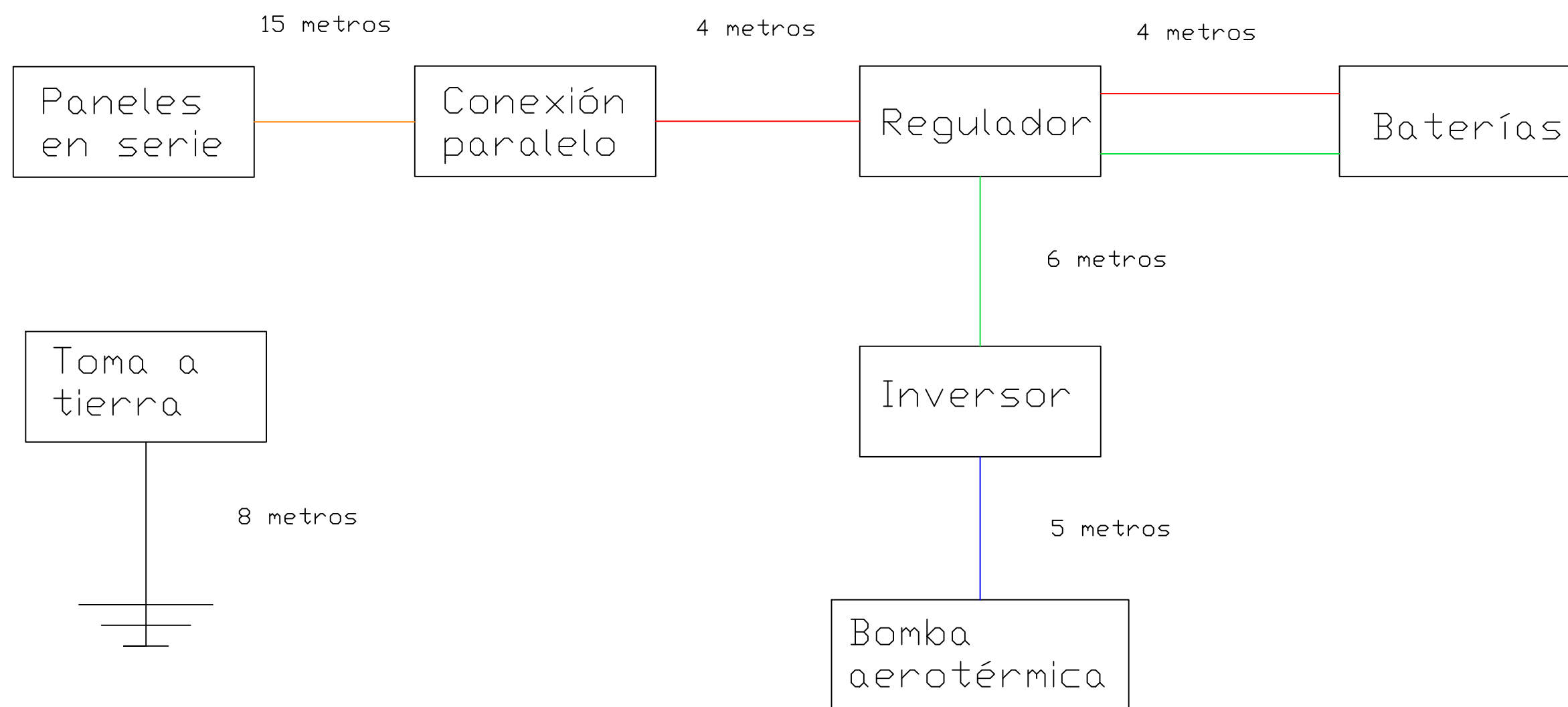
Leyenda:

- Paneles en serie 1
- Paneles en serie 2
- Paneles en serie 3
- Paneles en serie 4

Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
8			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
Escala	Titulo del plano		Autor	PABLO MARTÍN
1: 20	ALTERNATIVA 8		Suervisor	I. FERNANDÉZ
			Fecha	AGOSTO 2019
			Idioma	ESPAÑOL
			Hoja:	1/1

<i>Bar</i>	<i>Almacén</i>	<i>Secretaría</i>	<i>Árbitros</i>	<i>Vestuario 1</i>	<i>Vestuario 2</i>
------------	----------------	-------------------	-----------------	--------------------	--------------------

<i>Nº Plano</i>	<i>Grado en Ingeniería Eléctrica</i>		<i>UNIVERSIDAD DE CANTABRIA ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones</i>	
<i>9</i>				
<i>Escala</i>	<i>Título del plano</i>		<i>Autor</i>	<i>PABLO MARTÍN</i>
<i>1:20</i>	<i>Distribución</i>		<i>Suervisor</i>	<i>I. FERNANDÉZ</i>
			<i>Fecha</i>	<i>AGOSTO 2019</i>
			<i>Idioma</i>	<i>ESPAÑOL</i>
			<i>Hoja:</i>	<i>1/1</i>



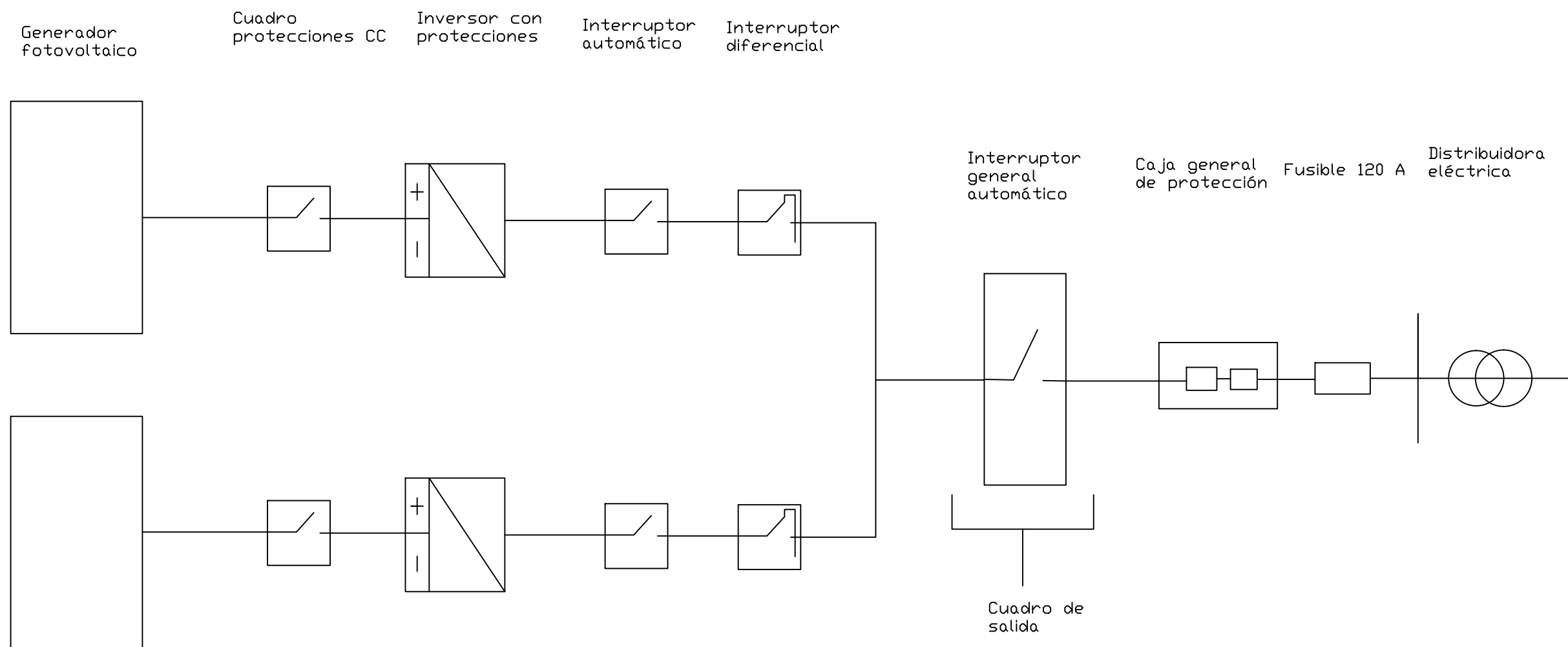
Tramo 1: Sección 4 mm²

Tramo 2: Sección 4 mm²

Tramo 3: Sección 1,5 mm²

Tramo 4: Sección 1,5 mm²

Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
10			ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
Escala	Titulo del plano		Autor	PABLO MARTÍN
1:20	Tramos cableado y puesta a tierra		Suervisor	I. FERNANDÉZ
			Fecha	AGOSTO 2019
			Idioma	ESPAÑOL
			Hoja:	1/1



Nº Plano	Grado en Ingeniería Eléctrica	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	
11		ETS Ing. Industriales y de Telecomunicaciones	
Escala	Titulo del plano	Autor	PABLO MARTÍN
1:20	Protecciones	Suervisor	I. FERNANDÉZ
		Fecha	AGOSTO 2019
		Idioma	ESPAÑOL
		Hoja:	1/1

DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES.....	107
1 OBJETO	108
2 GENERALIDADES.....	108
3 COMPONENTES Y MATERIALES	109
3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	109
3.2 ESTRUCTURA SOPORTE.....	110
3.3 INVERSORES	110
3.4 BOMBA DE CALOR	112
3.5 BOMBAS HIDRÁULICAS	112
3.6 CABLEADO	113
3.7 CONEXIÓN A RED	113
3.8 PROTECCIONES.....	113
3.9 PUESTA A TIERRA.....	113
3.10 MEDIDAS DE SEGURIDAD	113
4 RECEPCIÓN Y PRUEBAS	114
5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	115
5.1 GENERALIDADES	115
5.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	115
5.3 GARANTÍAS.....	116

1 OBJETO

El objeto del presente pliego de condiciones es regular las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir nuestra instalación.

Este documento debe servir de guía para los fabricantes e instaladores de los equipos, estableciendo las especificaciones mínimas que se deberán cumplir para que se asegure en todo momento la calidad de dicha instalación, en beneficio del usuario.

El presente pliego abarca todo tipo de sistemas electrónicos, eléctricos y mecánicos que formen parte de la instalación.

2 GENERALIDADES

Serán de aplicación toda normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 2/2001, de 2 de febrero, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la

fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 COMPONENTES Y MATERIALES

Como principio general se debe asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I tanto en los equipos (módulos e inversores), como en los materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), a excepción de los conductores de corriente continua, los cuales tendrán doble aislamiento de clase 2 y un grado mínimo de protección de IP65. La instalación también contará con todas las características y elementos necesarios para que se garantice la calidad del suministro eléctrico en todo momento.

El funcionamiento de la instalación no deberá provocar averías en la red ni disminuciones de las condiciones de seguridad.

El funcionamiento de la instalación no puede dar lugar a condiciones de trabajo peligrosas tanto para el personal de mantenimiento como para el personal de explotación de la red de distribución.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE, así como las siguientes especificaciones:

- UNE-EN 61215 para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada.
- UNE-EN 62108 para módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración.

Por otro lado, el módulo fotovoltaico debe tener de forma visible el nombre del fabricante y del modelo, así como una identificación de la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las siguientes características técnicas:

- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Se valorará positivamente aquellos módulos con una alta eficiencia.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

3.2 ESTRUCTURA SOPORTE

Las estructuras soporte deberán cumplir con las especificaciones incluidas en este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, como viene indicado en Código Técnico de la edificación. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirá las dilataciones térmicas necesarias, sin transmitir cargas que afecten a la integridad de los paneles. Para ello se seguirán las indicaciones del fabricante.

El número de los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico deben de ser suficientes, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de manera que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

3.3 INVERSORES

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.

- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Además, los inversores han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

3.4 BOMBA DE CALOR

La unidad deberá incluir todo el cableado necesario, líneas de refrigerante, carga inicial de refrigerante R-410A, controles de microprocesador y pantalla de usuario con diagnóstico de fallos y alarmas y reloj de programación horaria.

Dispondrá de interruptor general de desconexión de encendido/apagado y dispositivos de arranque y protección de motor para cada compresor, ventiladores y bombas.

La unidad deberá estar clasificada de acuerdo con la norma EN14511 -3 y el rendimiento de la unidad estará certificado por Eurovent. La construcción de la unidad deberá cumplir con las directivas europeas y ser fabricada en una instalación certificada bajo el estándar de fabricación ISO 9001 y el sistema de gestión ambiental ISO 14001.

La unidad deberá ser probada en la fábrica.

La ubicación de la máquina será tal que permitan todas las conexiones que se detallan en los siguientes apartados, con la correspondiente adecuación de bancadas, según especificaciones del fabricante y completa con todos sus elementos.

3.5 BOMBAS HIDRÁULICAS

Debe concebirse en fase de diseño un circuito hidráulico equilibrado de por sí. Si esto no fuese posible, se procederá a la instalación de válvulas de equilibrado.

En el caso de aplicación para ACS, el circuito hidráulico deberá de cumplir los requisitos establecidos en la UNE-EN 806-1.

En cualquier caso los materiales del circuito deberán cumplir lo establecido en el ISO/TR 10217.

Si el circuito contiene bombas de circulación, dicho circuito deberá mantener una caída de presión aceptablemente baja a lo largo de todo el circuito.

Siempre que sea posible las bombas irán instaladas en las zonas más frías del circuito, de manera que se reduzca la posibilidad de generar una cavitación y siempre con el eje de rotación en posición horizontal.

Las tuberías conectadas a las bombas hidráulicas irán sujetadas en las proximidades de las mismas, de manera que se eviten las fuerzas producidas por flexión o torsión. El diámetro de las tuberías que se acoplen a la bomba, no serán nunca de un diámetro inferior al de la boca de la bomba.

3.6 CABLEADO

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

3.7 CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.8 PROTECCIONES

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.9 PUESTA A TIERRA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

3.10 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en

caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

4 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años,

salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

5.1 GENERALIDADES

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

5.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- Mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita anual en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

5.3 GARANTÍAS

Ámbito general de la garantía: Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

Plazos: El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Condiciones económicas:

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las

oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía: La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Lugar y tiempo de la prestación:

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

DOCUMENTO 5. PRESUPUESTO

DOCUMENTO 5. PRESUPUESTO.....	118
1 PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL.....	119
1.1 CAPÍTULO 1: FOTOVOLTAICA BASADA EN BOMBA DE CALOR	119
1.2 CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA	120
1.3 CAPÍTULO 3: MANO DE OBRA	120
1.4 CAPÍTULO 4: VARIOS	120
2 PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA.....	121

1 PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL

1.1 CAPÍTULO 1: FOTOVOLTAICA BASADA EN BOMBA DE CALOR

Código	Descripción	Precio(€)	Cantidad	Total
	Instalación fotovoltaica basada en bomba de calor			
1	Componentes			
1.1	Panel fotovoltaico modelo 340w 72 cel/ <i>Amerisolar</i>	167	8	1.336
1.2	Bomba aerotérmica biblock modelo <i>Daikin Altherma EHBX11CB3V</i>	3.223	1	3.223
1.3	Baterías estacionarias modelo <i>OPzS 24V 660Ah Transparente Tudor-Exide</i>	2.548,44	1	2.548,44
1.4	Inversor solar modelo <i>SolaX X1-3.0T Boost 3000VA</i>	655,86	1	655,86
1.5	Sistema de regulación y control <i>MPPT 250V 70A Victron Smart Solar.</i>	762,3	1	762,3
1.6	Bomba circuladora solar modelo <i>WILO Stratos 25 1-4</i>	793	1	793
1.7	Bomba circuladora solar modelo <i>WILO Stratos 15 1-4</i>	291,35	1	291,35
1.8	Interacumulador eléctrico vertical de la marca <i>TERMICOL</i> modelo <i>ATK 1500 S</i> de acero vitrificado	3.250	1	3.250
1.9	Soporte para cubierta inclinada para panel fotovoltaico marca <i>SAUNIER DUVAL</i>	150	8	1200
1.10	Accesorios (codos) de cobre	3,59	20	71,8
Total componentes (€)				14131,75

1.2 CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Código	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Total
2	Instalación eléctrica			
2.1	Cable multipolar (Fase + Neutro) con aislamiento XLPE Sección = 1,5mm	1,16	15	17,4
2.2	Cable multipolar (Fase + Neutro) con aislamiento XLPE Sección = 4mm	1,37	23	31,51
2.3	Interruptor automático para circuito de CC	92,66	1	92,66
2.4	Interruptor diferencial general 300 mA	113,79	1	113,79
2.5	Interruptor diferencial monofásico de 25 A	21	1	21
2.6	Pica de puesta a tierra de acero galvanizado L=4 metros	28	2	56
2.7	Conductor de cobre desnudo para la puesta a tierra; L= 6 metros, S=4 mm ²	3,54	6	21,24
Total instalación eléctrica (€)				353,6

1.3 CAPÍTULO 3: MANO DE OBRA

Código	Descripción	Precio (€)	Cantidad(h)	Total (€)
3	Mano de obra			
3.1	Oficial de 1ª Instalación de climatización y ACS	20	80	1600
3.2	Oficial de 2ª Instalación de climatización y ACS	15	80	1200
3.3	Oficial de 1ª Instalación de electricidad	20	80	1600
3.4	Oficial de 2ª Instalación de electricidad	15	80	1200
3.5	Operario	12	40	480
Total mano de obra (€)				6080

1.4 CAPÍTULO 4: VARIOS

Código	Descripción	Precio(€)	Cantidad	Total (€)
4	Varios			
4.1	Puesta en marcha y formación en el manejo de la instalación de la bomba de calor	165	1	165
4.2	Puesta en marcha y formación en el manejo de la instalación eléctrica	165	1	165
4.3	Transporte de material incluida carga y descarga	120	6	720
4.4	Desmantelamiento instalación existente	1000	1	1000
Total varios (€)				2050

2 PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA

Código	Descripción	Total (€)
1	Componentes	14131,75
2	Instalación eléctrica	353,6
3	Mano de obra	6080
4	Varios	2050
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION MATERIAL (€)		22.615,35
Gastos generales (13%)		2.940
Beneficio industrial (6%)		1.356,92
I.V.A (21%)		4.749,22
Total parcial (€)		9046,14
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION POR CONTRATA (€)		31.661,49

El presupuesto asciende a la cantidad de **TREINTA Y UN MIL SEISCIENTOS SESENTA Y UNO Y CUARENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.**